

**IMPERFECCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO Y COMPORTAMIENTOS
ESTRATÉGICOS DE LOS AGENTES: UN ANÁLISIS DESDE LA TEORÍA DE JUEGOS PARA EL
MERCADO SPOT.**

ASESOR DE TESIS:

JESÚS ALONSO BOTERO GARCÍA

ELABORADO POR:

CARLOS FELIPE ROJAS BOTERO

C.C. 1.088'244.838

MAESTRÍA EN ECONOMÍA

ESCUELA DE ECONOMÍA

UNIVERSIDAD EAFIT

2016

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:

Hace poco más de 20 años que el país decidió crear el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y decidió abrir el mercado, históricamente dominado por empresas estatales plagadas de corrupción, a un mercado donde los privados dominarían buscando, como es su objetivo, maximizar el ingreso de sus accionistas a través de todos los métodos legales a su alcance.

A partir de las leyes 142 y 143 de 1994, se buscó dar un orden al sector de servicios públicos y al sector eléctrico, que por esa época venía atravesando una grave situación financiera provocada por muchos años de corrupción en las electrificadoras estatales.

Después de la ley de servicios públicos y la ley eléctrica, el sector pasó de ser un monopolio estatal, controlado en su gran mayoría por el ICEL (hoy IPSE), a un monopolio mixto, donde participan empresas públicas y privadas en las cuatro actividades en las que se dividió el sector.

El número de agentes con posiciones en activos de generación no ha cambiado mucho en los mencionados 20 años, conservando prácticamente siempre un oligopolio de generadores con activos en hidroeléctricas y termoeléctricas, quienes han expandido sus inversiones en el sector, logrando diferentes combinaciones de tecnologías para su parque de generación.

Históricamente, la existencia de oligopolios permite el ejercicio de conductas estratégicas en las que los agentes aprovechan su posición dominante para apropiarse de parte del beneficio de los consumidores, generando pérdidas irreversibles de eficiencia en los mercados; por lo que ante la existencia de uno en el MEM, es indispensable revisar que desde el punto de vista del sistema de asignación de precios no hayan incentivos para que los agentes ejerzan su poder dominante.

Este tipo de comportamientos estratégicos ha sido ampliamente estudiado por diversos autores en los distintos mercados eléctricos, cuyas investigaciones se dividen en dos tipos de estudios; unos se han concentrado en el comportamiento estratégico de los agentes en juegos estáticos, midiendo la capacidad de abuso de posiciones dominantes ante unos niveles de incertidumbre determinados. Otros pocos se han concentrado en estudiar los juegos dinámicos, y el comportamiento de los agentes en estos juegos, donde la información inicialmente desconocida, deja de serlo a través de la repetición diaria del mismo juego.

El alcance de este trabajo investigativo llegará hasta identificar y pronosticar los posibles efectos sobre el precio spot en el MEM de comportamientos estratégicos de los agentes vía restricciones de generación, posesión de plantas con diferentes tecnologías y ofertas estratégicas basadas en el factor multiplanta y el conocimiento histórico del comportamiento de sus competidores.

Se pretende corroborar si la estructura actual del mercado, crea incentivos o presenta imperfecciones, que permitirían a los agentes comportarse estratégicamente para maximizar sus utilidades partiendo del conocimiento o descontando las decisiones de los demás agentes, con el objetivo de incrementar sus ingresos en el mercado spot a través de la cooperación en el juego no repetido o en el juego repetido.

2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA:

¿Existen en la estructura del mercado eléctrico colombiano, incentivos o imperfecciones que permitan a los agentes comportarse estratégicamente para maximizar sus utilidades en el mercado spot?

3. SISTEMATIZACIÓN DEL PROBLEMA:

- Con la estructura actual del MEM y del sistema de subastas para la asignación de precios a través de precio uniforme, ¿Existen incentivos para que los agentes se comporten estratégicamente a partir de su diversidad de plantas y tecnologías de generación?
- ¿La existencia de juegos repetidos diariamente permitiría a los agentes aprender en el mediano plazo el juego de sus competidores y comportarse de tal manera que maximicen colectivamente sus beneficios en el mercado?
- ¿Existe en el MEM un equilibrio de Nash diferente al equilibrio existente en el juego estático ya estudiado por otros autores?

4. OBJETIVO GENERAL:

Investigar la existencia o no de imperfecciones en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia que permitan a los agentes con activos en generación hidráulica y térmica, tomar posiciones estratégicas que maximicen sus ingresos a costa de la captura de excedentes de los consumidores, y determinar si la estructura del mercado permitiría la existencia de una solución cooperativa entre los agentes.

5. OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Evaluar las ofertas de los tres principales generadores del país y corroborar si la hipótesis de la existencia de una solución cooperativa se podría soportar a partir de dicha información.
- Determinar cuáles son los agentes que están determinando el precio de la energía y con cuáles de sus plantas están logrando el precio marginal
- Encontrar si la repetición diaria del mismo juego, permitiría a los agentes aprender el comportamiento de sus competidores y llegar en el mediano y largo plazo a una solución cooperativa, en la cual los agentes se comporten de tal forma que maximicen el beneficio de los generadores.

6. JUSTIFICACIÓN:

La presente investigación busca evaluar una serie de imperfecciones notadas empíricamente en el funcionamiento del mercado spot de energía colombiano. Surge de la necesidad de crear un estudio descriptivo que sirva de insumo a otras investigaciones que busquen revisar la estructura de asignación de precios y los diferentes aspectos que determinan la compensación de los agentes.

Según estudios preliminares como los de Galvis (2011), Ossa (2012), Bastidas, Quintero y García (2013) y García, Bohórquez, Álvarez y Marín (2013) se evidencia que en el MEM, los agentes tendrían incentivos para maximizar sus ingresos, a través de la restricción de sus plantas en algunas horas del día, a través de estrategias de precios, y probablemente la misma estructura podría estar permitiendo que se presenten estrategias de cooperación entre los mayores agentes con posiciones en el parque de generación, por lo que esta investigación se enfocará en corroborar si existe evidencia de que dichas imperfecciones existen.

7. MARCO TEÓRICO

7.1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO:

La generación de energía en Colombia comenzó con la construcción de pequeñas plantas diésel e hidráulicas a principios del siglo XX que atendían las demandas focalizadas en pequeños centros de consumo en los principales municipios del país; durante las décadas de los años 30 a los 60, varias misiones (principalmente de comunidades religiosas y gobiernos extranjeros) donaron equipos para la construcción de pequeñas plantas hidroeléctricas que fueron supliendo muchas de las necesidades puntuales de los centros poblados y cuya capacidad buscaba resolver solamente estas necesidades de consumo ante la imposibilidad de transportar la energía desde estos centros de generación a otros centros de consumo más distantes.

“Entre 1970 y 1990 se interconectó el país y se construyeron los grandes proyectos - San Carlos, Chivor, Betania, Guatapé, Guavio, etc.- que hoy abastecen la demanda nacional: 6.585 kilómetros de líneas y 7.715 MW de capacidad, vale decir, el 47% del Sistema de Transmisión Nacional y el 57% de la capacidad instalada actual” Vélez, (2011).

La construcción de estos grandes proyectos, con costos marginales mucho menores y la construcción de los STN y STR fueron desincentivando la existencia de las pequeñas plantas construidas en los años anteriores, que a medida que sus costos de operación (altamente intensivos en mano de obra, pues no existían los controles automáticos ni el telecontrol) iban incrementando y menguaban los beneficios de los propietarios (generalmente municipios y comercializadores pequeños) fueron desapareciendo o pasando a manos de otros agentes, dejando paso a un oligopolio donde pocos agentes se quedaron con la mayoría del parque de generación en el país.

La desaparición de las pequeñas compañías públicas de generación, distribución y comercialización se dio además del anterior, por varios motivos; éstas se habían convertido en los fortines de los políticos de cada región, que las utilizaban para pagar favores electorales, situación que desencadenó en una crisis financiera y operativa del sector en general, que llevó

a casi dos años de racionamientos y que terminó llevando a la aprobación de las leyes 142 y 143 de 1994.

“La reforma colombiana de los servicios públicos domiciliarios (ley 142 de 1994) fue el resultado de una poderosísima conjunción de cinco acontecimientos vividos por la sociedad colombiana a finales de los años ochenta y principios de los noventa: la Constituyente de 1991, el vigoroso reformismo de la administración de César Gaviria Trujillo, la crisis financiera del sector eléctrico y el racionamiento, la huelga de Telecom y, finalmente, el colapso del sector de acueducto y alcantarillado” Vélez, (2014).

Después de la “ley de servicios públicos” (ley 142 de 1994) y de la “ley eléctrica” (ley 143 de 1994) se abrió el mercado para que las empresas estatales entraran al mercado competitivo y para que agentes privados empezaran a participar de éste. Esta reforma ayudó a la desaparición ya mencionada de los pequeños generadores y comercializadores quienes en muchos casos fueron absorbidos por otras empresas estatales que lograron una mejor gestión de sus recursos dando origen a un oligopolio.

Actualmente, la generación de energía eléctrica en Colombia está concentrada de tal forma que siete compañías controlan más del 90% del parque de generación. Adicionalmente, de estas empresas, cuatro poseen activos en varias de las actividades del sector de tal forma que, por ejemplo EPM tiene activos en generación, transmisión, distribución y comercialización, logrando ventajas competitivas que por restricciones legales no podrán tener los nuevos agentes que ingresen al sector.

La transmisión de energía, como lo mencionó Vélez (2011), tuvo su época dorada en las décadas del 70 al 90, donde se construyó la infraestructura para permitir el transporte de la energía entre los diferentes centros de consumo y los centros poblados. La creación de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) en 1967 con el objetivo de desarrollar los proyectos de generación y transmisión adelantados por Electraguas (Posteriormente ICEL y hoy IPSE) asignó las responsabilidades para llevar a la realidad los proyectos congelados por varios años.

Con la reforma del sector en 1994, ISA se escindió partiendo sus activos en generación y transmisión y dando origen a una nueva compañía, ISAGEN quién se encargaría de la operación y construcción de los proyectos de generación e ISA seguiría a cargo de la red de transmisión existente y entraría a competir con los nuevos agentes en la construcción de la nueva infraestructura de transmisión.

Hoy el principal actor en la actividad de transmisión sigue siendo ISA, pero nuevos actores han empezado a aprovechar los activos que tenían antes de la reforma para continuar en el mercado y expandir sus activos en esta actividad ante la imposibilidad de crecer más, en las demás actividades.

La distribución de la energía quedó en manos de diferentes operadores de red (OR) que tienen a su cargo el Sistema de Transmisión Regional y el Sistema de Distribución Local. Estos OR tienen a su cargo estas redes y, a su vez, tienen la concesión para la venta de la energía a los usuarios regulados en las áreas concesionadas. A diciembre de 2013 el país tenía 29 operadores de red transando en el mercado (XM, 2013).

La comercialización de energía se caracteriza de una manera diferente: “la estructura de esta actividad se aproxima a un mercado competitivo” Roldán, Posada y Agudelo, (2012), donde existe un mayor número de empresas que pueden atender los usuarios no regulados (consumos

superiores a 100kW/h mes) y participan sin restricciones atendiendo estos usuarios a lo largo y ancho del territorio nacional. A diciembre de 2013, había 94 comercializadores registrados y 67 transando en el mercado (XM, 2014).

7.2. LA “SANTÍSIMA TRINIDAD” EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO:

A partir de las reformas de la década del 90, surgieron tres conceptos claves en el MEM colombiano, que dieron origen a lo que Vélez denomina la “Santísima Trinidad”, donde la bolsa, los contratos y el cargo por confiabilidad deberían lograr una armonía perfecta, que consiga promover en el largo plazo la confiabilidad y la eficiencia, tanto técnica y económica, para dinamizar el mercado.

El mercado spot (o bolsa de energía) aporta las señales de niveles de precios diarios y la disponibilidad de energía para cada hora del día. Su objetivo es remunerar la energía de acuerdo al costo marginal del último recurso necesario para cubrir la demanda del sistema; a través de este mecanismo, los consumidores conocen el costo diario de la energía que consumen y podrían (si existieran ya las redes inteligentes en Colombia) ajustar su consumo (o auto y cogeneración) para ser mucho más eficientes en la demanda y producción de energía.

A través de las primas por restricciones de la red y por costo del combustible, cargadas sobre el costo marginal de producción, el mercado debería autoregularse e incentivar la demanda en las horas en las cuales la generación es más eficiente, así como promover la auto y cogeneración en los momentos en los que la energía es más costosa, de tal forma que los consumidores puedan evitar las restricciones de la red y distribuir la generación, logrando menores necesidades de inversión en infraestructura de transmisión y distribución.

Los contratos de largo plazo, permiten al mercado la estabilidad de suministro y precios para cubrir una demanda promedio y estable, de forma tal que los consumidores pueden disminuir la variabilidad en el precio, pues el mercado puede conocer con anticipación el consumo estimado de los agentes (o grupo de agentes) y así invertir en la infraestructura de generación y transmisión necesarias para llevar esta energía a los centros de consumo.

Por su parte, el cargo por confiabilidad busca promover aquellas inversiones que, aunque por sus costos no alcanzarían a llegar al costo marginal para competir con las plantas de generación más eficientes durante gran parte del tiempo, son necesarias para cubrir la demanda del sistema en condiciones críticas de hidrología, en las cuales el mercado exige por poco tiempo niveles de consumo mucho mayores a los provistos por el sistema.

A través de éste, el mercado, remunera la capacidad de generación de ciertos agentes y compensa su capacidad ociosa durante parte del tiempo buscando que ésta pueda cubrir las necesidades de potencia del mercado en las horas pico, y el incremento de la demanda en el mediano plazo.

Con los tres mecanismos, se consigue por un lado, a través de los contratos y el cargo por confiabilidad estabilizar la oferta, el consumo y los precios en el mediano y largo plazo; y a través de la bolsa, aplicar las primas sobre el precio causadas por la generación con combustibles más costosas y las restricciones de la red; con estas primas, se busca que los agentes definan los precios a los que estarían dispuestos a consumir, regulen su consumo, se animen a autogenerar y se eviten los picos de demanda que provocarían racionamientos en el sistema.

7.3. CONFORMACIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA (PRECIO SPOT):

La incorporación del modelo de valoración del precio de la energía a través del mercado spot fue acuñado por primera vez por Caramanis, Bohn y Schweppe en 1982 en el término “Optimal Spot Pricing”. En su momento presentaron un modelo novedoso que cambiaba la tradicional forma de remuneración de la energía en el mundo, pretendiendo dejar a un lado los conceptos de tarifa por energía en bloque, cargos por demanda, cargos por respaldo y créditos por capacidad.

Desde el principio fueron directos con su teoría, mostrando la aplicabilidad, las ventajas y limitaciones para ponerla en práctica y el valor agregado que este desarrollo traería al mercado. “El (modelo de) Precio Spot Óptimo es deseable porque incrementa la eficiencia del sistema de generación de energía. Puede dar mayores utilidades tanto a las compañías de servicios públicos como a los consumidores” (Caramanis et al, 1982).

El modelo se concentró en el desarrollo de un mercado de corto plazo que fuera capaz de emitir a los agentes las señales de precios necesarias para ajustar el consumo, suavizando los picos de demanda de la energía y mejorando la eficiencia tanto del sistema como de los precios que pagarían los consumidores.

La propuesta se basó en el flujo de la información desde el mercado hacia los consumidores, quienes al disponer de información de precios en cortos periodos de tiempo (cada 5 minutos ó cada 24 horas) y contando con los sistemas de medida adecuados, podían modificar su programación de consumo de tal forma que demandaran energía en las horas de menor precio; de esta forma los consumidores disminuyen su tarifa y el mercado suaviza los picos de consumo, requiriendo menos inversión para respaldar estos picos.

Se establecían tres niveles de consumidores, aquellos con la capacidad de tener información cada 5 minutos, cada 24 horas o cada año; lo que buscaba este modelo era que estos diferentes tipos de consumidores pudieran regular su consumo y optimizar sus condiciones de precios. “El costo de generación de la compañía de servicios públicos depende de la demanda total, y los consumidores deberían ser penalizados por contribuir con los picos (de demanda) del sistema, no por su propio pico (de demanda)” (Caramanis et al, 1982).

En resumen, el modelo de Precio Spot Óptimo encontró la forma de incentivar a los consumidores a modificar sus patrones de consumo, de tal manera que no solo se beneficiaban individualmente, sino que beneficiaban el mercado eléctrico de manera integral.

El mercado colombiano, ha venido integrando parte del modelo desde la ley 143 del 94, y a través de la CREG y sus diferentes organismos o unidades, ha venido regulando y planificando el mercado para que en el mediano plazo, llegue a un nivel de desarrollo tal, que permita que los consumidores sean quienes dicten las señales de precios y modifiquen sus patrones de consumo.

Partiendo de los conceptos expuestos por Caramanis et al., la CREG estableció un plazo de 24 horas de periodicidad para la información de capacidad de generación y el establecimiento del nivel de precios. Los generadores que deben y los que decidan participar en el MEM colombiano, presentan al CND antes de las 8 de la mañana una oferta de precio diario y la cantidad de energía a suministrar por cada una de sus plantas y unidades para cada hora del día siguiente, esta oferta es presentada en sobre cerrado para garantizar la transparencia de los precios y a las 9 de la mañana el CND y ASIC publican las ofertas de precios que regirán el día posterior.

El día siguiente, cuando el ciclo de 24 horas se ha cumplido, el ASIC realiza el cálculo de la generación (despacho) ideal y real del mercado partiendo de las medidas realizadas en las fronteras comerciales de cada comercializador y cada generador. Es importante tener presente que la generación real no es exactamente igual a la demanda real, pues el sistema presenta pérdidas y restricciones en cada una de las etapas, transporte, transformación y distribución.

Con esta información, ASIC calcula el despacho ideal (en el cual no se tienen en cuenta factores como las restricciones de la red, la regulación secundaria de frecuencia y las pérdidas de la misma) partiendo de la demanda real del mercado y otorgando méritos de despacho a cada una de las plantas y unidades que ofertaron el día anterior.

El mérito se alcanza a través de combinaciones de precio y cantidad determinadas, de tal forma que cada uno de los agentes oferta para sus plantas hidroeléctricas o unidades térmicas unas cantidades (para cada hora) de kW-h a un precio determinado para todo el día. El ASIC, revisará el Despacho ideal contra los paquetes de precio-cantidad ofertados por los generadores, irá asignando mérito de despacho a aquellos con los precios menores y seguirá subiendo en la asignación hasta que por lo menos la demanda real sin restricciones, regulación secundaria de frecuencia ni pérdidas, sea igual al despacho ideal para cada hora del día. En este punto se dará el cierre de precios con el que serán remunerados los agentes con mérito el día anterior a través del método de subasta de precio uniforme.

De esta forma, el MEM colombiano, ha incorporado parte de los conceptos del modelo, siendo claros en que hace falta mucho desarrollo para llegar al nivel de sofisticación que planteaban los autores, pues el nivel de precios del consumidor regulado sigue siendo uno solo (al depender de contratos preestablecidos), de manera que no cumple aún con el objetivo de distribuir el consumo de tal forma que los picos de demanda del sistema sean menores; adicionalmente, falta mucho por desarrollar con los sistemas de medida para que los agentes puedan identificar sus patrones de consumo y modificarlos para reducir sus costos.

7.4. CONTRATOS BILATERALES:

Como se mencionó en el punto 7.2, los contratos bilaterales surgieron como un mecanismo de regulación de precios, que busca que los agentes tengan certidumbre en el mediano y largo plazo del precio al que adquirirán la energía que esperan consumir. De esta forma, los agentes generadores establecen dichos contratos con el objetivo de garantizar sus ingresos futuros y reducir en parte el riesgo de volatilidad de precios en la bolsa.

Los contratos bilaterales en Colombia que también surgieron a partir de la ley 143 de 1994, aportan la estabilidad y la cobertura financiera de los agentes a las ventajas de la “Santísima trinidad”.

Mediante estos contratos los agentes buscan tener una cobertura ante las variaciones del precio en el mercado spot, son transados libremente por los agentes, quienes pueden determinar, la cantidad de energía, el valor del kW-h y la duración de éste. “Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en las Resoluciones CREG 020 de 1996 y 167 de 2008, las cuales propenden por la competencia en este tipo de transacción.” (Quintero, 2013).

El contrato de venta de energía básicamente es un contrato financiero, cuya entrega física se hace a través del ASIC en el mercado spot, pero su remuneración se hace directamente por los agentes: los tipos de contratos más usados en Colombia son “Pague lo contratado”, “Pague lo demandado”, “Pague lo demandado condicionado” y “Pague lo generado”.

Pague lo contratado: el generador se obliga a entregar una cantidad de energía determinada a un precio prestablecido, en este caso, asumiendo el generador todo el riesgo de precios y de disponibilidad de energía; si al momento de la entrega de la energía el generador no cuenta con ésta, debe comprarla en bolsa y entregarla a su cliente.

Pague lo demandado: El generador establece un precio de venta de la energía, pero no se establece unas cantidades de compra, en este modelo de contrato, es el generador quien asume el riesgo de cantidades y volatilidad de precio, dependiendo de la demanda del comprador.

Pague lo demandado condicionado: El generador como en el caso del anterior, asume el riesgo de cantidades; sin embargo, condiciona la cantidad de energía a entregar, limitando de esta forma la volatilidad en cantidades y precio.

Pague lo generado: Es más utilizado con los contratos establecidos por las plantas menores, pero establece un precio de venta futuro de la energía, sin exigencias a la cantidad de energía a generar. El riesgo de cantidades lo asume el comprador, quien solamente asegura el precio futuro.

La conciliación de los contratos y la compra o venta de la energía excedente o faltante se realiza mediante el mercado spot, y es el ASIC, donde deben haber sido registrados estos contratos bilaterales, quien concilia diariamente las transacciones de energía y paga a precio de bolsa al generador la energía excedente despachada por fuera de la cantidad contratada, o paga al comprador la energía faltante por consumo de acuerdo a la cantidad contratada.

A través de este tipo de contratos los agentes con posiciones en comercialización establecen el valor de la energía que cobrarán al usuario regulado. Adicionalmente en el caso de los 4 agentes con mayor participación en el parque de generación, queda un excedente de energía, el cual negocian en bolsa y es allí donde habría que indagar si la estructura del mercado estaría dejando incentivos para que éstos capturen parte del beneficio del consumidor a través de posiciones estratégicas.

7.5. OLIGOPOLIO

CONFORMACIÓN HISTÓRICA DEL PARQUE DE GENERACIÓN EN COLOMBIA:

El origen del sistema eléctrico colombiano parte de finales del siglo XIX, cuando diversos empresarios y líderes municipales construyeron los primeros sistemas de alumbrado público y las primeras plantas de generación de energía con fines comerciales.

En 1898 y 1900 entraron en operación los alumbrados de Medellín y Bogotá respectivamente, contruidos y financiados por empresas públicas en el caso de Medellín (Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas) y por la compañía privada Sociedad Colectiva de Comercio Samper Brush & Cia en el caso de Bogotá.

“En las siguientes décadas se dieron los primeros pasos tendientes a aumentar la participación oficial en el naciente Sector Eléctrico. Ya en 1928, con la ley 113 de ese año, se declaró de utilidad

pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica y mediante la ley 109 de 1936, se estableció la injerencia del gobierno en las empresas de servicio público, al determinar que las tarifas y el reglamento de éstas debían someterse a aprobación por parte del gobierno nacional” ESEE, (1981).

En las dos décadas posteriores a la promulgación de la ley, se constituyeron diversas entidades públicas encargadas de la prestación del servicio eléctrico. De carácter nacional nació El Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS, posteriormente ICEL y hoy IPSE), cuyo objetivo era estudiar las zonas susceptibles de ser utilizadas para desarrollos hidroeléctricos, de riego y proyectos sobre la regulación de corrientes y defensa contra la erosión.

El principal objetivo de ELECTRAGUAS era estudiar, financiar y construir proyectos de generación de energía y electrificación para las diferentes ciudades y pueblos en el país, que a la fecha contaban con poco o nulo acceso a la energía eléctrica a pesar de su potencial hidroenergético.

“A fin de cumplir con sus propósitos, el instituto creó empresas de carácter regional para la prestación directa del servicio eléctrico... Entre 1950 y 1962 ELECTRAGUAS conformó 16 empresas departamentales de electrificación, la mayoría de las cuales se crearon como sociedades limitadas, que luego se transformaron en sociedades anónimas. Después de 1970 se constituyeron 4 nuevas empresas departamentales, llegándose a un total de 20 electrificadoras.” ESEE, (1981).

Esos años fueron de grandes cambios en el sector, principalmente gracias al impulso del gobierno central en el desarrollo de proyectos y la descentralización de las responsabilidades en materia de electrificación en las regiones, donde cada una de ellas debía encargarse de ser autosuficiente en el manejo de sus recursos.

En la época del Estudio del Sector de la Energía Eléctrica, realizado por el ICEL hacia finales de los 70's, se empezaba a evidenciar un problema no de características menores y que en la década de los 90's acabaría llevando al sector eléctrico a una crisis. El ICEL, fue el encargado durante décadas del estudio, financiamiento y construcción de los proyectos de generación, transmisión e incluso distribución de energía, llevando al país a avanzar bastante en estos tres aspectos, pero incurriendo en una práctica muy peligrosa.

El ICEL se constituyó en un intermediario entre las electrificadoras y el presupuesto nacional, construía los grandes proyectos y los transfería a las electrificadoras para que éstas realizaran la operación de las plantas de generación. Desde ese momento, el ICEL adquiría participación en las electrificadoras a cambio de la deuda, pero quedaba sin poder de decisión en las juntas de las empresas que eran autónomas.

Esta práctica, llevó a que el ICEL se convirtiera en socio mayoritario de gran parte de las electrificadoras de las regiones, pero con serios limitantes en cuanto a la intervención en las decisiones de las juntas directivas, pues su conformación le impedía ejercer el control en las decisiones de éstas y con la imposibilidad de pagar la deuda adquirida por el instituto en la construcción de los grandes proyectos.

Los estatutos de las electrificadoras les impedían repartir utilidades entre sus socios, y obligaban a las entidades a reinvertir las utilidades en la región, motivo por el cual todas estas electrificadoras se convirtieron en los fortines políticos en cada una de sus regiones, desencadenando la crisis del sector en los 90, donde a pesar de los ingresos de las compañías,

éstas no pudieron seguir siendo sostenibles, pues la carga burocrática era demasiado pesada para las finanzas de las compañías.

A parte de los problemas operativos de las empresas, ocasionados por el exceso de personal y la carga laboral y pensional de estas compañías, ya en los 80's el parque de generación estaba bastante desarrollado, cubriendo en su gran mayoría las necesidades de las ciudades principales e intermedias y llegando hasta zonas remotas con plantas de generación con líquidos.

Desde esa época se veía una gran concentración del parque generador en pocos agentes, pues la potencia instalada del país estaba en unos pocos que recibieron en gran parte los activos y los estudios del ICEL para desarrollar la operación de las centrales y operar comercialmente la distribución de la energía eléctrica en sus regiones, creando de esta forma un oligopolio de propiedad estatal en el sector.

Con la crisis del sector energético y la siguiente restructuración de éste, se dieron varios cambios en la propiedad de los activos de generación del país. Varias de las empresas que anteriormente pertenecieron al grupo ICEL, CVC, EEEB e ISAGEN fueron capitalizadas por socios diferentes a la nación, mientras que ésta aún conserva la participación en los antiguos activos de generación de CORELCA (hoy GECELCA).

Durante los 20 años siguientes a la restructuración del sector, la nación y los departamentos vendieron gran parte de los activos que habían heredado del ICEL, pasando la propiedad del otrora oligopolio estatal a manos de unas pocas empresas, en su gran mayoría de capital y control privados.

Al 28 de abril de 2016, el parque de generación en Colombia, después de los diferentes negocios que se han dado entre públicos y privados, está concentrado en pocos agentes, donde los primeros 5 concentraban más del 80% y los primeros 7 el 90% de la generación instalada del país.

TABLA 7.1

CAPACIDAD INSTALADA MEM COLOMBIA SEPTIEMBRE 2015

Agente	CAPACIDAD TOTAL (MW)	TÉRMICA	HIDRÁULICA	OTRA	TOTAL	ACUMULADO
EPM	3.930,98	511,00	3.401,56	18,42	23,17%	23,17%
ENEL	3.424,69	412,00	3.012,69	0,00	20,19%	43,36%
ISAGEN	3.000,90	276,00	2.724,90	0,00	17,69%	61,05%
CELSIA	1.906,39	832,20	1.074,19	0,00	11,24%	72,28%
SCLEA Y COLPATRIA	1.346,90	1.346,90	0,00	0,00	7,94%	80,22%
AES	1.000,00	0,00	1.000,00	0,00	5,89%	86,12%
GECELCA	570,00	570,00	0,00	0,00	3,36%	89,48%
ASHMORE	510,00	510,00	0,00	0,00	3,01%	92,48%
URRÁ	338,00	0,00	338,00	0,00	1,99%	94,48%
GENSA	327,00	327,00	0,00	0,00	1,93%	96,40%
TERMOTASAJERO (FLIA SOLARI)	163,00	163,00	0,00	0,00	0,96%	97,36%
PACIFIC POWER	90,00	90,00	0,00	0,00	0,53%	97,89%
MINCIVIL	78,00	0,00	78,00	0,00	0,46%	98,35%
LA CASCADA	61,20	0,00	61,20	0,00	0,36%	98,71%
CEDENAR	27,13	0,00	27,13	0,00	0,16%	98,87%
CEDELCA	30,49	0,00	30,49	0,00	0,18%	99,05%
OTROS	160,43	89,45	70,98	0,00	0,95%	100,00%
TOTAL ENERGÍA	16.965,11	5.127,55	11.819,14	18,42		
DISTRIBUCIÓN TECNOLOGÍA		30,22%	69,67%	0,11%		

FUENTE: Construcción del autor.

8. ANTECEDENTES.

8.1. OLIGOPOLIO EN EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO:

El movimiento del mercado eléctrico colombiano convirtió, como lo pudimos observar anteriormente, un oligopolio estatal controlado principalmente por el ICEL y sus empresas, en un oligopolio controlado mayoritariamente por privados, donde cinco de las siete empresas que poseen el 90% del parque de generación actual, tienen socios mayoritarios o controlantes de origen privado.

Esta migración del anterior oligopolio público, donde las compañías de energía regionales eran fortines políticos, que estaban destinados a servir a la maquinaria electoral dirigente en cada una de las regiones, a uno privado, donde la responsabilidad de los directivos y empleados de las compañías es maximizar la rentabilidad de los accionistas, genera una serie de presiones para que estos últimos busquen en todo momento a través de las vías legales, aquellas estrategias de comportamiento que les permitan mayores ingresos y mejores márgenes.

Esta percepción de la búsqueda de maximización de beneficios de los diferentes agentes ha llevado a que varios autores estudien el comportamiento de éstos, con el objetivo de determinar si existen abusos de poder de mercado en momentos específicos del tiempo.

Autores como Galvis (2011), Ossa (2012), Bastidas et al (2013) y García et al. (2013) entre otros, han abordado el tema de comportamientos estratégicos y poder de mercado en Colombia. Se han concentrado en estudiar las posibilidades que existen para el abuso de la posición dominante en juegos estáticos, enfocando sus investigaciones hacia los niveles de concentración de mercado y las oportunidades que tendrían los agentes de marcar el precio marginal, en caso de llegar a ser pivotaes.

La conclusión a la que llegan en su gran mayoría, es que la composición del parque de generación, deja a unos agentes con fuertes posibilidades para el abuso de poder de mercado, y sugieren que la mejor forma de evitar dichos abusos sería a través de la disminución de la concentración.

Al corroborar la literatura de mercados diferentes al colombiano, encontramos ejemplos en mercados como el de Inglaterra y Gales y el español, donde una composición similar ha llevado a que los agentes se comporten efectivamente de manera estratégica, llegando hasta el abuso de su poder de mercado a través de colusiones tácitas. Por lo tanto, luego de estudiar con detenimiento los diferentes estudios en esos mercados, este trabajo se concentra en una posibilidad hasta ahora no estudiada suficientemente en el mercado colombiano y que podría coincidir con los comportamientos de los agentes en el MEM.

8.2. COLUSIÓN O ESTRATEGIAS COOPERATIVAS EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS:

Partiendo de la lectura de autores como Friedman, Fabra, Stainer y Wolak, Sweeting, Dechenaux y Kovenock, y Liu y Hobs, encontramos que es frecuente la alusión al restringido estudio que se le ha dado a los modelos colutivos en el sector energético, pues gran parte de los autores se ha concentrado en estudiar el comportamiento de los agentes bajo modelos estáticos. Algunos como Liu y Hobbs, (2013) mencionan que esta concentración en el estudio de modelos estáticos puede estar sustentada por la facilidad de realizarlos, versus el desarrollo de modelos dinámicos

mucho más complejos, necesarios para el estudio del comportamiento de los agentes en juegos repetidos.

El modelo de colusión bajo juegos repetidos empezó a ser estudiado por Friedman (1971), quien desarrolló el denominado “Folk theorem” donde propuso que el comportamiento de los agentes bajo un escenario de juegos repetidos o “Súper Game” era diferente al equilibrio planteado por Nash en los juegos estáticos. Friedman planteó que los agentes incorporaban en su modelo de decisión las expectativas de remuneración futuras versus el ingreso adicional presente.

Bajo el modelo de Friedman, en los acuerdos colusivos existen unos pactos tácitos, que a diferencia de la colusión explícita, surgen espontáneamente entre los agentes, quienes buscan maximizar sus utilidades, y la penalización por incumplir el acuerdo entre éstos para mantener niveles de producción y precio se genera al descontar a valor presente los flujos de caja futuros que generaría una guerra de precios.

Friedman plantea la estrategia del disparador, pues sostiene que el acuerdo se mantendrá siempre y cuando la competencia mantenga el acuerdo; sin embargo, una vez uno de ellos lo rompe, la otra compañía responderá con una disminución de precios hasta ubicarse en la llave de precio cantidad que lo ubica sobre el costo marginal. Este movimiento ubicaría el juego repetido en el nivel del equilibrio de Nash de un juego estático, disminuyendo los beneficios para los agentes en los juegos futuros.

Staigner y Wolak (1992) estudian el comportamiento de los agentes que participan en un mercado que permitiría la existencia de una colusión tácita, añadiendo, sin embargo, un factor de incertidumbre a la demanda futura, que convierte el juego en algo más complejo.

Estudiaron la colusión en mercados con restricciones en la producción, donde los agentes se comportaban de manera diferente dependiendo de las condiciones de la demanda. Partieron del supuesto que la demanda del periodo $t+1$ tendría un comportamiento estocástico y que los agentes acomodarían sus precios dependiendo del nivel de demanda que existiera en el mercado.

Sustentan que, bajo unas condiciones del mercado favorables, los agentes se comportarán de tal forma que se mantenga el precio de monopolio. Ante una leve disminución en la demanda, todos reducirían uniformemente sus precios a un nivel inferior al precio de monopolio; sin embargo ante una disminución significativa en la demanda, los agentes se enfrentarían en una guerra de precios, que los llevaría a capturar parte del mercado de los otros. Esto se mantendría hasta que la demanda se recuperara, allí retomarían el acuerdo.

Posteriormente Fabra (2003), partiendo de las modificaciones realizadas al modelo de subastas de precios en el Reino Unido (ocasionado por la colusión encontrada entre 1996 -2000) estudia las diferencias en el comportamiento de dos agentes simétricos en tamaño y participación de mercado bajo los modelos de asignación de precios uniforme y discriminatorio.

Fabra encuentra que, bajo ambos modelos de subasta, el nivel de ingreso mínimo es el mismo, pues los agentes se ubicarían en el equilibrio de Nash de juegos estáticos, ofertando su costo marginal y logrando de esta forma el mismo nivel de precios en ambos. Sin embargo, sostiene que el modelo de precio uniforme permite un nivel superior en los ingresos de los agentes que en el modelo de precios discriminatorios.

Determina que, en la subasta discriminatoria, la mejor estrategia de los agentes es coludir en ofertas idénticas de forma repetida; bajo el modelo de precio uniforme, encuentra incentivos

para que los agentes se turnen las ofertas en cuanto a cantidades y asignación del precio monopolista, dificultando para el regulador la detección de la colusión, pues esta rotación en las asignaciones encaja con un modelo de competencia perfecta.

En la subasta de precio uniforme, bajo el supuesto que ningún agente puede cubrir el 100% del mercado, siempre existirá uno de éstos con una demanda residual que le permita asignar el precio de monopolio; de tal forma que existirían incentivos para que los agentes se turnen su asignación de cantidades y precio, disminuyendo de esta forma los incentivos a desviarse del acuerdo versus el modelo de subastas de asignación de precios discriminatorio, pues siempre habrá uno que marque con cantidades y precio el valor mínimo en el que serían remunerados bajo un equilibrio de Nash.

Dechenaux y Kovenock, (2004) parten del estudio realizado por Fabra, (2003) e incorporan al análisis de los modelos de asignación de precios discriminatorio y uniforme, las variables de “Market clearing Price” y “Maximum Accepted Price”, los resultados son similares a los encontrados por Fabra, pero hacen algunos aportes adicionales interesantes.

Sostienen que existen dos alternativas para alcanzar el nivel de precios bajo colusión; que todas se pongan de acuerdo en una participación de mercado y que sus ofertas sean coherentes con dicho pacto en todos los juegos; o que un grupo de firmas o unidades ponga su producción a un precio menor, y un segundo grupo sea el encargado de asignar el precio de cierre de la subasta, dividiéndose entre éstas la participación en las cantidades y el precio de monopolio.

Uno de los factores claves para que pueda existir el acuerdo colusivo, es que exista capacidad ociosa en el sistema, pues siempre habrá un riesgo de recibir una remuneración menor en caso que todos los agentes quieran despachar su producción. Partiendo de esto, Dechenaux y Kovenock sostienen que el éxito de dichos pactos está en que los agentes logren ponerse de acuerdo en restringir parte de su producción para aportar al incremento de los ingresos del mercado.

El principal efecto de las restricciones a la producción cuando el modelo presenta una capacidad instalada superior a la demanda, es que muy seguramente un grupo de agentes o unidades serán despachadas con un menor precio sin afectar el ingreso del grupo de agentes en conjunto; esto desincentivará aquellos agentes que esperen romper el acuerdo, pues podrán calcular periódicamente el valor presente de los ingresos que recibirían bajo un equilibrio de Nash de juegos estáticos.

Sostienen que cuando hay varias firmas en el modelo, con capacidad instalada menor, una firma siempre podrá ofertar por debajo del precio de monopolio y vender su capacidad; sin embargo, los agentes deben ser cuidadosos que esta rebaja en precio no afecte la estabilidad del modelo y lleve a disminuir los beneficios del resto.

Uno de sus aportes más interesantes es que encuentran que existe una correlación entre el tamaño de la capacidad instalada del sistema y los incentivos de los agentes para mantenerse en el acuerdo. Sostienen que existe una relación entre el factor de descuento de los flujos futuros y la potencia instalada del sistema, pues entre mayor sea ésta, menor será el valor esperado por las firmas y más alta será la penalidad por romper el acuerdo.

Sweeting (2007) recogió los aportes que se llevaban hasta la fecha y se concentró en un caso puntual, el mercado de Inglaterra y Gales, entre 1996 y 2000, justo antes de la entrada en operación del NETA (New Energy Trading Agreement, que inició en marzo de 2001), y donde se

presumía que los agentes habían estado ejerciendo su poder de mercado para incrementar los precios de la energía.

Los hallazgos que hace son interesantes, pues encontró que, durante esos años, los dos agentes que controlaban cerca del 80% de la capacidad instalada se vieron obligados a reducir su capacidad, ya sea desmontando plantas o vendiéndolas a otros agentes. Esto llevó a que el índice de concentración del mercado disminuyera; sin embargo y contrario a la teoría, se encontró que los agentes continuaron ejerciendo un alto poder de mercado.

Sweeting llegó a la conclusión que los agentes ejercieron su poder de mercado a través del incremento en las ofertas de precios en lugar de declarar las plantas indisponibles que era lo que se creía hasta ese momento. Ambos generadores, despachaban el grueso de su energía con plantas más económicas; sin embargo, al tener la facultad de determinar el precio marginal en más del 80% del tiempo (incluso en el 2000 cuando su capacidad era muy pequeña) lograron sostener un nivel de precios alto, que los llevaba a maximizar sus beneficios.

Liu y Hobbs, (2013) hacen una recopilación importante de varios de los estudios anteriores, parten del paper seminal de Friedman y hacen una crítica al modelo de Fabra, pues sostienen que lo planteado por ésta se asemeja más a una colusión explícita o a un Cartel, y podría llevar a problemas con el regulador; sostienen que debe estudiarse con más detalle los comportamientos que están teniendo los agentes para incrementar los precios y para esto proponen una serie de estudios adicionales.

Se concentran en estudiar uno de éstos, el efecto de las restricciones a la transmisión y el impacto que pueden tener éstas partiendo del comportamiento estratégico de los agentes en el precio de la energía. Incorporan las leyes de la física para analizar el flujo de la energía y parten del concepto realista de submercados (Similares al STR en Colombia), donde los agentes pueden comportarse de tal forma que incrementen o disminuyan el precio en algunos de ellos, llevando a alzas o bajas en el precio de la energía y de las reconciliaciones.

El aporte de esta investigación enciende luces interesantes sobre el comportamiento estratégico de los agentes y el impacto que éste puede tener sobre el beneficio no solo de éstos sino del consumidor. Pues bajo el modelo estudiado, se determinó que los generadores tendrán incentivos en generar por debajo de su capacidad, para evitar la sobreoferta de energía en determinados mercados, lo que llevaría a que el precio de cierre fuera menor al que podrían alcanzar si ofrecen menor energía al mercado.

Al recopilar lo investigado por estos autores, se encuentran varios temas interesantes en el estudio del comportamiento colusivo de los agentes. Lo primero a resaltar es que este tipo de comportamientos ha sido poco estudiado hasta ahora en los diferentes mercados a nivel mundial, y según describen varios de los autores, la razón es por la complejidad de realizar estudios en modelos dinámicos, versus la realización de estudios en modelos estáticos.

Esta característica ha generado una serie de incertidumbres hasta ahora sin resolver en el comportamiento de mercados oligopólicos como el de la energía, donde los agentes se comportan repetidamente día a día y conocen tanto sus competidores como la demanda del mercado con un alto nivel de certeza. Por lo tanto, difieren en gran medida de los juegos estáticos que generalmente llevan a un equilibrio de Nash, que sugeriría que los agentes deberían revelar su verdadero costo.

El mercado colombiano posee características que podrían llevar a un entorno apropiado para la aparición de acuerdos colusivos tácitos o soluciones cooperativas entre los agentes, pues contamos con un oligopolio donde 5 agentes poseen más del 80% del mercado, que adicionalmente poseen plantas con tecnologías diferentes, que permitirían la asignación de cuotas de energía a precios menores y la marcación de precios mayores a través de las plantas más costosas sin llegar a acuerdos anticompetitivos explícitos.

9. SIMULACIONES DE JUEGOS REPETIDOS.

En este capítulo se ha buscado evaluar con información real del Mercado Spot de Energía Mayorista (MSEM) la probabilidad de comportamientos colusivos entre los agentes. Para lo anterior, se han construido diferentes simulaciones de juegos con información disponible en XM del día con mayor precio en bolsa en cada uno de los seis bimestres del año 2013, que según los datos históricos se puede considerar como un año típico en la hidrología del país.

Se escogieron para la simulación los días 6 de febrero, 16 de abril, 21 de mayo, 28 de julio y 31 de octubre y 3 de noviembre todos durante el año 2013. Para estos datos, se construyó una simulación de un día de juego normal, partiendo de la información disponible en XM, se tomó la demanda real del sistema, el máximo precio ofertado (MPO), la disponibilidad declarada y la oferta de precio para cada una de las plantas despachadas centralmente. Después, se tomó la información del despacho de las plantas menores y de aquellas que tienen excepciones por caudales mínimos para determinar la cantidad de energía base de despacho para ese día.

Para las simulaciones se decidió no tener en cuenta las rampas de entrada o salida de las plantas térmicas con el objetivo de concentrarse en los posibles efectos de juegos estratégicos con el parque hidráulico de los agentes.

Se decidió evaluar ocho escenarios diferentes:

Escenario original: Se consideró toda la información disponible (sin incluir rampas de entrada y salida de plantas térmicas) para replicar el modelo de asignación de precios que desarrolla XM. Aquí se tuvo en cuenta que la complejidad de replicar exactamente el software que desarrolló XM para esto era muy alta, sin embargo, luego de la recreación de los diferentes días, se encontró que la desviación en los resultados era muy baja, por lo que se consideró que la aproximación es lo suficientemente fiable para desarrollar las simulaciones siguientes.

En este primer escenario se ubicaron inicialmente las plantas no despachadas centralmente con un supuesto de oferta de precio 0, a partir de allí se fueron ubicando las diferentes plantas de acuerdo a su precio de oferta para ese día en orden ascendente; con las plantas ordenadas, se procedió a crear una fórmula para la selección del MPO para cada hora del día en estudio y con esto se obtuvo el precio de cierre en cada hora.

Con la primera simulación, se sacaron diferentes datos para posteriormente comparar el impacto de las variaciones en los juegos. Se obtuvo el precio promedio por kWh durante el día, los ingresos por cada planta para cada hora y un agregado al final del día, los ingresos por agente durante cada día, el costo directo de la energía antes de los demás cargos y la cantidad de kWh que despachó cada agente durante ese día.

Este fue el escenario base, sobre el cual empezamos posteriormente a realizar modificaciones y supuestos, con el objetivo de comprobar las tesis presentadas por los distintos autores en el marco teórico sobre las estrategias que podrían sugerir la presencia de colusión en un mercado.

Escenarios 1, 4 y 7: Sobre los resultados del escenario original, se procedió a totalizar la potencia real de las plantas de cada uno de los agentes (agente 1 en el escenario 1, agente 2 en el 4 y agente 3 en el 7) y separarlas por tecnología (hidráulica y térmica) con el objetivo de tener una cantidad de kilovatios comparable desde el costo marginal de cada agente (en esta etapa no se tuvo en cuenta el costo de oportunidad del agua).

Con el total de kilovatios del Agente en la potencia instalada de sus plantas hidroeléctricas, se supuso que el agente aplica una “estrategia agresiva”, ofertando la totalidad de disponibilidad en plantas hidroeléctricas al menor precio de oferta de una de sus plantas durante ese mes (pues se encontró que durante casi todo el mes mantenían un precio mínimo que unas veces era ofertado por unas plantas y otros por otras del mismo agente).

Al realizar esta operación se procedió a recoger toda la información del mercado que tomamos en el escenario original, precio promedio por kWh, ingresos por agente, costo de la energía para el mercado y energía producida por los tres agentes con mayor capacidad instalada (Agentes 1, 2 y 3).

Escenarios 2, 5 y 6: Partiendo del escenario original de simulación, se buscó analizar el escenario bajo el cual, dos agentes aplican simultáneamente la “estrategia agresiva”. Para esto, se totalizó la capacidad declarada hidroeléctrica por cada agente y se formaron grupos de a dos agentes que despacharían el total de la energía hidroeléctrica (agentes 1 y 2 en el escenario 2, agentes 1 y 3 en el escenario 5 y agentes 2 y 3 en el escenario 6).

Con la potencia de cada uno, se asumió un despacho total de esta energía hidroeléctrica al menor precio de despacho de ese agente para el mes (el menor precio ofertado coincidía en los Agentes 1, 2 y 3).

Al igual que en el escenario original se recogió toda la información del mercado para compararla posteriormente.

Escenario 3: Aquí al igual que en los escenarios descritos en los puntos anteriores, se totalizó la capacidad de generación de cada agente en plantas hidráulicas.

Con el total de la energía, se supuso un juego agresivo por parte de los tres agentes, en el cual despacharían ese día el 100% de su capacidad declarada para ese respectivo día al menor precio ofertado por sus plantas durante el mes.

Luego del análisis, se recopiló la información para hacer la comparación entre los 8 escenarios.

9.1 RESULTADOS.

En la simulación se estudiaron diferentes aspectos del mercado. Por un lado, se prestó gran atención al comportamiento del precio promedio del kWh durante el día, al presentar la variación en el precio de oferta y cantidad despachada por los agentes, y se evaluó el cambio que tenía éste al despachar la totalidad de la energía de los principales generadores al menor precio.

En segundo lugar, se determinó el ingreso de cada agente bajo los diferentes escenarios y se comparó su ingreso, versus el de los demás al elegir entre las dos alternativas viables, cooperar con los demás o no cooperar y romper el acuerdo.

En tercer lugar, se evaluó el costo para los consumidores bajo los diferentes escenarios, suponiendo la no existencia de contratos y la compra total de la energía en el mercado spot. Aquí también se evaluó el costo para la economía de un día de energía bajo los diferentes escenarios.

Luego de la simulación de los diferentes escenarios, se encontró que, bajo los escenarios de guerra de precios, el costo promedio horario del kWh de energía en los 6 días estudiados tenía un descenso promedio de 56,9% al enfrentarse a un escenario de no cooperación entre los tres mayores agentes generadores, teniendo como menor resultado un descenso del 37% y llegando hasta valores superiores a 73%.

TABLA 9.1.1

RESUMEN COSTOS PARA EL MERCADO 6 DE FEBRERO DE 2013.

SIMULACIÓN FEBRERO 6			
Descripción	Precio prom kWh bolsa	\$ Total del Consumidor	Cambio % Consumidor
Original	\$233.40	\$41,243,208,373	
Escenario 1	\$221.17	\$39,082,407,648	-5.2%
Escenario 2	\$168.71	\$29,811,160,186	-27.7%
Escenario 3	\$127.59	\$23,371,877,911	-43.3%
Escenario 4	\$200.54	\$35,436,533,098	-14.1%
Escenario 5	\$194.42	\$34,354,753,350	-16.7%
Escenario 6	\$191.00	\$33,750,414,719	-18.2%
Escenario 7	\$230.19	\$40,660,835,727	-1.4%

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.2

RESUMEN COSTOS PARA EL MERCADO 16 DE ABRIL DE 2013.

SIMULACIÓN ABRIL 16			
Descripción	Precio prom kWh bolsa	\$ Total del Consumidor	Cambio % Consumidor
Original	\$404.37	\$73,877,464,480	
Escenario 1	\$355.18	\$64,899,869,359	-12.2%
Escenario 2	\$313.19	\$57,219,403,023	-22.5%
Escenario 3	\$161.69	\$30,552,287,196	-58.6%
Escenario 4	\$361.89	\$66,105,717,354	-10.5%
Escenario 5	\$297.11	\$54,280,736,766	-26.5%
Escenario 6	\$319.62	\$58,373,745,542	-21.0%
Escenario 7	\$360.92	\$65,908,722,400	-10.8%

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.3

RESUMEN COSTOS PARA EL MERCADO 21 DE MAYO DE 2013.

SIMULACIÓN MAYO 21			
Descripción	Precio prom kWh bolsa	\$ Total del Consumidor	Cambio % Consumidor
Original	\$155.52	\$27,845,958,213	
Escenario 1	\$133.26	\$23,767,389,471	-14.6%
Escenario 2	\$114.98	\$20,468,467,548	-26.5%
Escenario 3	\$94.44	\$17,472,723,079	-37.3%
Escenario 4	\$139.89	\$25,068,753,300	-10.0%
Escenario 5	\$109.29	\$20,618,351,735	-26.0%
Escenario 6	\$128.30	\$22,972,620,906	-17.5%
Escenario 7	\$151.89	\$27,221,648,866	-2.2%

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.4

RESUMEN COSTOS PARA EL MERCADO 28 DE JULIO DE 2013.

SIMULACIÓN JULIO 28			
Descripción	Precio prom kWh bolsa	\$ Total del Consumidor	Cambio % Consumidor
Original	\$351.34	\$53,574,732,846	
Escenario 1	\$247.05	\$37,665,674,168	-29.7%
Escenario 2	\$164.99	\$25,600,957,049	-52.2%
Escenario 3	\$59.19	\$14,066,678,010	-73.7%
Escenario 4	\$276.31	\$42,135,381,321	-21.4%
Escenario 5	\$117.61	\$19,395,774,640	-63.8%
Escenario 6	\$153.54	\$25,082,530,748	-53.2%
Escenario 7	\$238.84	\$36,414,525,487	-32.0%

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.5

RESUMEN COSTOS PARA EL MERCADO 31 DE OCTUBRE DE 2013.

SIMULACIÓN OCTUBRE 31			
Descripción	Precio prom kWh bolsa	\$ Total del Consumidor	Cambio % Consumidor
Original	\$403.28	\$70,937,642,995	
Escenario 1	\$374.26	\$65,843,040,602	-7.2%
Escenario 2	\$319.69	\$57,027,171,211	-19.6%
Escenario 3	\$174.50	\$33,264,723,187	-53.1%
Escenario 4	\$361.63	\$63,620,783,012	-10.3%
Escenario 5	\$306.44	\$54,950,950,541	-22.5%
Escenario 6	\$256.49	\$46,454,697,223	-34.5%
Escenario 7	\$358.20	\$63,017,482,010	-11.2%

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.6

RESUMEN COSTOS PARA EL MERCADO 3 DE NOVIEMBRE DE 2013.

SIMULACIÓN NOVIEMBRE 3			
Descripción	Precio prom kWh bolsa	\$ Total del Consumidor	Cambio % Consumidor
Original	\$332.17	\$48,204,148,630	
Escenario 1	\$229.82	\$32,473,665,435	-32.6%
Escenario 2	\$142.99	\$20,985,885,127	-56.5%
Escenario 3	\$75.78	\$19,023,885,132	-60.5%
Escenario 4	\$205.87	\$28,800,205,786	-40.3%
Escenario 5	\$157.07	\$23,369,545,476	-51.5%
Escenario 6	\$151.43	\$23,383,517,076	-51.5%
Escenario 7	\$303.73	\$44,075,620,233	-8.6%

FUENTE: Construcción del autor.

En los anteriores cuadros, se muestra un resumen de los hallazgos de las simulaciones en los seis días seleccionados, donde se puede observar el cambio en el precio promedio del kWh y el cambio en el costo total del consumidor bajo las diferentes alternativas.

Se observa que bajo un esquema que se podría llamar de estrategias de cooperación entre los agentes, el costo promedio del kWh durante el día es mucho más alto que bajo un escenario no cooperativo, donde los agentes deciden despachar toda su energía. En algunos de los días estudiados, el precio de la energía llegó a ser en promedio hasta un 73% menos comparativamente con un escenario de cooperación entre los agentes.

En cuanto al costo total de la energía para los consumidores, los resultados son similares, se observa que, al suponer una guerra de precios entre los agentes, el mayor beneficiado es el mercado, recuperando unas pérdidas de eficiencia que tendría bajo la solución cooperativa y consiguiendo reducciones de hasta el 66% en sus compras de energía suponiendo que no existieran los contratos de largo plazo y todo el mercado dependiera del precio spot.

Al observar estos resultados, se procedió a revisar el ingreso de los diferentes agentes en cada uno de éstos escenarios, con el objetivo de determinar hasta qué punto se verían afectados sus ingresos.

TABLA 9.1.7

RESUMEN INGRESOS DE LOS AGENTES FEBRERO 6 DE 2013.

FEBRERO 6 DE 2013			
	AGENTE 1	AGENTE 2	AGENTE 3
Original	10,970,356,710	4,849,108,862	9,275,579,512
Escenario 1	14,023,798,368	4,413,599,898	7,310,333,232
Escenario 2	10,600,746,957	8,155,023,112	3,905,584,690
Escenario 3	8,311,785,689	5,660,500,235	5,663,320,314
Escenario 4	7,964,210,700	6,048,194,147	5,588,210,779
Escenario 5	12,049,501,038	3,692,398,121	8,574,458,242
Escenario 6	6,267,571,565	9,543,130,269	8,785,277,691
Escenario 7	10,430,360,943	4,690,154,762	10,543,209,875

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.8

RESUMEN INGRESOS DE LOS AGENTES ABRIL 16 DE 2013.

ABRIL 16 DE 2013			
	AGENTE 1	AGENTE 2	AGENTE 3
Original	19,972,286,363	18,127,728,191	9,528,071,764
Escenario 1	25,889,410,500	12,390,070,498	5,402,223,354
Escenario 2	22,001,549,553	15,505,924,811	3,045,146,285
Escenario 3	11,717,422,073	8,745,284,244	6,382,051,195
Escenario 4	17,061,259,210	18,143,815,213	8,413,135,137
Escenario 5	20,824,252,901	8,434,825,246	9,555,877,372
Escenario 6	14,501,902,682	15,684,731,982	10,211,317,483
Escenario 7	16,972,113,514	14,766,373,405	11,722,846,711

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.9

RESUMEN INGRESOS DE LOS AGENTES MAYO 21 DE 2013.

MAYO 21 DE 2013			
	AGENTE 1	AGENTE 2	AGENTE 3
Original	6,771,681,465	6,683,710,111	6,173,077,641
Escenario 1	7,742,641,539	5,649,177,915	4,401,890,350
Escenario 2	6,615,904,622	5,804,708,003	3,467,895,203
Escenario 3	5,010,772,646	4,699,036,087	3,929,550,899
Escenario 4	6,043,232,080	7,270,161,430	5,219,490,057
Escenario 5	6,345,417,850	4,760,196,067	4,969,903,210
Escenario 6	5,222,893,487	6,511,437,391	5,390,436,932
Escenario 7	6,415,855,762	6,436,742,112	6,457,130,738

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.10

RESUMEN INGRESOS DE LOS AGENTES JULIO 28 DE 2013.

JULIO 28 DE 2013			
	AGENTE 1	AGENTE 2	AGENTE 3
Original	10,473,910,355	12,256,810,889	3,578,778,013
Escenario 1	15,333,612,612	7,597,426,870	1,771,895,370
Escenario 2	10,336,523,771	8,987,598,317	1,196,876,079
Escenario 3	3,727,566,968	3,543,481,203	3,380,788,574
Escenario 4	7,343,436,613	15,478,597,895	2,273,660,555
Escenario 5	7,564,131,589	3,192,449,450	6,126,285,954
Escenario 6	4,976,952,969	8,253,259,955	7,509,362,372
Escenario 7	6,135,322,193	7,223,043,091	11,331,606,992

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.11

RESUMEN INGRESOS DE LOS AGENTES OCTUBRE 31 DE 2013.

OCTUBRE 31 DE 2013			
	AGENTE 1	AGENTE 2	AGENTE 3
ORIGINAL	18,890,151,558	9,946,693,752	13,775,186,185
SIMULACIÓN 1	20,996,384,620	9,071,771,709	12,261,276,819
SIMULACIÓN 2	17,631,806,322	14,567,374,961	6,666,754,290
SIMULACIÓN 3	9,345,668,751	8,177,921,437	7,098,906,612
SIMULACIÓN 4	15,844,823,930	16,995,732,525	9,256,685,503
SIMULACIÓN 5	16,821,660,677	7,229,488,760	12,854,602,771
SIMULACIÓN 6	10,633,217,458	11,716,235,680	10,855,869,934
SIMULACIÓN 7	15,740,585,869	8,668,749,995	14,675,734,628

FUENTE: Construcción del autor.

TABLA 9.1.12

RESUMEN INGRESOS DE LOS AGENTES NOVIEMBRE 3 DE 2013.

NOVIEMBRE 3 DE 2013			
	AGENTE 1	AGENTE 2	AGENTE 3
ORIGINAL	10,139,840,391	6,584,736,906	13,696,365,263
SIMULACIÓN 1	13,988,380,905	3,842,354,934	6,093,762,974
SIMULACIÓN 2	9,215,776,086	7,818,875,079	1,116,895,957
SIMULACIÓN 3	6,394,599,423	5,281,110,451	6,192,965,894
SIMULACIÓN 4	4,638,867,669	11,561,021,193	5,541,419,319
SIMULACIÓN 5	9,389,820,771	2,823,655,299	6,831,620,048
SIMULACIÓN 6	4,130,746,203	8,481,784,288	6,697,629,495
SIMULACIÓN 7	9,156,866,915	5,966,944,046	12,894,969,821

FUENTE: Construcción del autor.

Los resultados de las simulaciones en los diferentes escenarios dejaron ver las grandes diferencias entre los niveles de ingreso de los agentes bajo el supuesto de cooperación o no cooperación.

En todos los casos, los agentes tenían mejores ingresos al comportarse en la que se podría denominar solución cooperativa, donde ninguno es agresivo y decide despachar su energía con diferentes escalones de cantidad y precio.

Bajo los escenarios de juegos no cooperativos, donde alguno de los agentes decidía despachar al máximo su capacidad instalada hidráulica, los demás agentes sentían una disminución significativa en sus ingresos, desplazados por los mayores despachos de las plantas de quien incumpliría un supuesto acuerdo.

9.2. RESTRICCIONES Y SU IMPACTO EN EL PRECIO DEL MERCADO SPOT.

Basados en la tesis de diferentes investigaciones que sustentaban que los agentes podrían manipular el mercado, se procedió a estudiar las ofertas de cantidad de cada una de las plantas de los tres principales agentes del mercado.

TABLA 9.2.1

CAPACIDAD DECLARADA ANUAL POR PLANTA VS CAPACIDAD EFECTIVA ANUAL.

	DISPONIBILIDAD DECLARADA	CAP. INSTALADA EFECTIVA	RESTRICCIONES
BETANIA	4,104,915,000.00	4,730,400,000.00	13.22%
CARTAGENA 1	471,672,000.00	595,680,000.00	20.82%
CARTAGENA 2	486,000,000.00	648,240,000.00	25.03%
CARTAGENA 3	511,992,000.00	595,680,000.00	14.05%
GUATAPE	4,715,690,000.00	4,905,600,000.00	3.87%
GUATRON	4,216,584,000.00	4,485,120,000.00	5.99%
GUAVIO	9,412,240,000.00	10,625,880,000.00	11.42%
JAGUAS	1,363,995,000.00	1,489,200,000.00	8.41%
LA TASAJERA	2,632,008,000.00	2,680,560,000.00	1.81%
MIEL I	2,899,389,000.00	3,468,960,000.00	16.42%
PAGUA	5,055,000,000.00	5,256,000,000.00	3.82%
PLAYAS	1,620,194,000.00	1,760,760,000.00	7.98%
PORCE II	3,531,465,000.00	3,547,800,000.00	0.46%
PORCE III	5,409,075,000.00	5,781,600,000.00	6.44%
SAN CARLOS	10,315,800,000.00	10,862,400,000.00	5.03%
TERMOCENTRO CC	2,196,999,000.00	2,628,000,000.00	16.40%
TERMO SIERRAB	3,191,957,000.00	4,029,600,000.00	20.79%
ZIPAEMG 2	255,208,000.00	297,840,000.00	14.31%
ZIPAEMG 3	461,755,000.00	543,120,000.00	14.98%
ZIPAEMG 4	394,342,000.00	551,880,000.00	28.55%
ZIPAEMG 5	461,394,000.00	560,640,000.00	17.70%
TOTAL	63,707,674,000.00	70,044,960,000.00	9.05%

FUENTE: Construcción del autor.

Partiendo de la información disponible en XM, se construyó una tabla donde se totalizaba la disponibilidad declarada por cada una de las plantas y donde se comparaba con la capacidad instalada efectiva de cada una de éstas.

Los resultados arrojan una restricción total de energía levemente superior al 9%, lo que bien podría soportarse en las variaciones climáticas y los mantenimientos programados y no programados tanto de plantas térmicas como hidráulicas.

Por otro lado, se evaluó el impacto que tendría sobre el costo de la energía para el mercado (suponiendo que todas las transacciones se basaran exclusivamente en el mercado spot) una obligación de oferta sobre capacidad instalada efectiva de cada planta en lugar de la declaración voluntaria de disponibilidad.

El siguiente gráfico muestra el costo promedio del kWh y el costo total para el mercado, al comparar los resultados obtenidos con este cambio y al aplicarlo en el escenario 3 descrito en el título 9.1. Se ve un incremento en el excedente de los consumidores derivado de una reducción en el precio del 7% en promedio, con valores superiores en los datos de mayo y octubre.

Este resultado no muestra algo extraño a lo esperado; sin embargo, si se evidencia una diferencia muy grande entre el costo que actualmente está teniendo el mercado, con el que podría tener si la estructura de éste, obligara a los agentes a despachar el 100% de su capacidad instalada efectiva.

TABLA 9.2.2

COMPARACIÓN ESCENARIO 3 AL INCLUIR LA TOTALIDAD DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE LOS AGENTES.

Descripción	Precio prom kWh bolsa	\$ Total del Consumidor	Cambio % Consumidor	VARIACIÓN ENTRE ESCENARIOS
SIMULACIÓN FEBRERO 6				
Escenario 3	\$111.12	\$21,859,726,774	-47.0%	3.7%
E3 PREVIO	\$127.59	\$23,371,877,911	-43.3%	
SIMULACIÓN ABRIL 16				
Escenario 3	\$124.36	\$30,353,980,286	-58.9%	0.3%
E3 PREVIO	\$161.69	\$30,552,287,196	-58.6%	
SIMULACIÓN MAYO 21				
Escenario 3	\$66.81	\$12,950,024,346	-53.5%	16.2%
E3 PREVIO	\$94.44	\$17,472,723,079	-37.3%	
SIMULACIÓN JULIO 28				
Escenario 3	\$52.64	\$10,232,178,446	-80.9%	7.2%
E3 PREVIO	\$59.19	\$14,066,678,010	-73.7%	
SIMULACIÓN OCTUBRE 31				
Escenario 3	\$99.06	\$19,803,083,334	-72.1%	19.0%
E3 PREVIO	\$174.50	\$33,264,723,187	-53.1%	
SIMULACIÓN NOVIEMBRE 3				
Escenario 3	\$65.17	\$18,484,926,217	-61.7%	1.1%
E3 PREVIO	\$75.78	\$19,023,885,132	-60.5%	

Fuente: Construcción del autor.

9.3. ESTUDIO DE LOS RESULTADOS DESDE LA TEORÍA DE JUEGOS.

Partiendo de los conceptos de teoría de juegos, se buscó ver desde la práctica, cuáles serían los incentivos que tendría un agente racional con la estructura actual del mercado de energía.

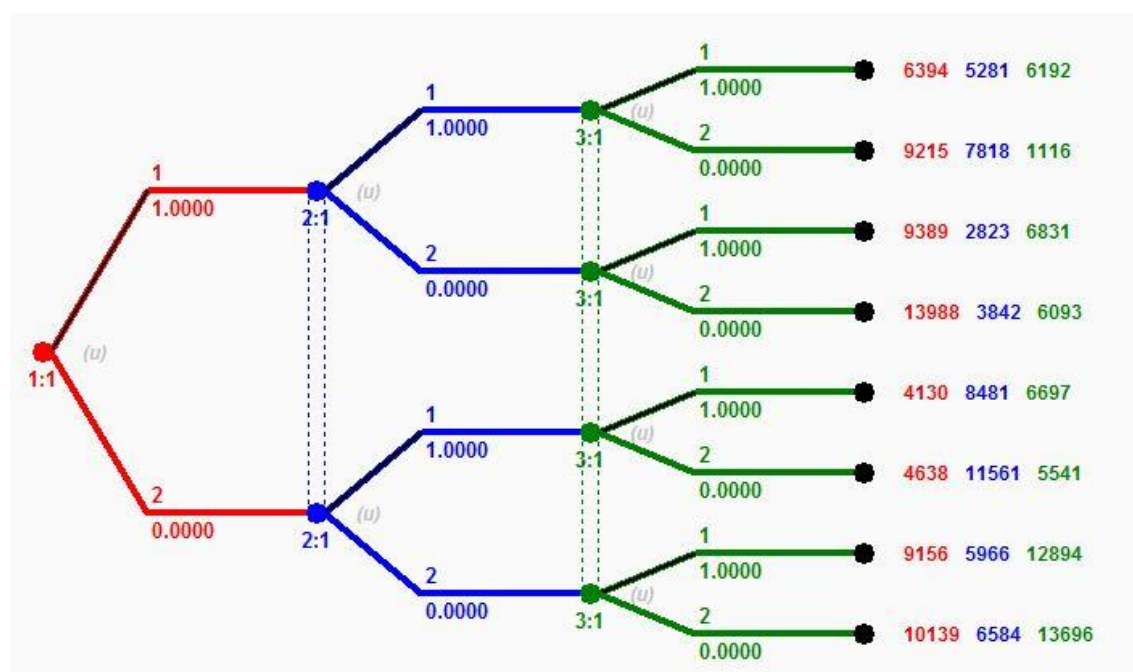
Se construyeron 6 juegos basados en los resultados presentados en el punto anterior y se corrieron las simulaciones para determinar la existencia de equilibrios de Nash en juegos estáticos, usando GAMBIT, un software libre disponible en la red.

A través del software se buscaron los diferentes equilibrios de Nash que habría en el juego representado por los ocho escenarios anteriormente descritos. El software analizó los resultados para los diferentes escenarios en los 6 días estudiados, llegando en 4 de los 6 a un resultado en el que bajo el supuesto de un juego estático, el equilibrio de Nash de los tres agentes estaría en una oferta agresiva (donde declararían su costo marginal y despacharían el 100% de su energía).

En el siguiente gráfico sacado del software se puede apreciar la estrategia agresiva (representada por el número 1) y la estrategia no agresiva (representada por el número 2) y con una línea negra sobre el color de cada uno de los agentes (rojo agente 1, azul agente 2 y verde agente 3) la mejor estrategia de cada uno de éstos a las estrategias de los otros dos.

GRÁFICO 9.3.1

MODELACIÓN JUEGO ESTÁTICO EN SOFTWARE GAMBIT PARA NOVIEMBRE 3 DE 2016.



Fuente: Construcción del autor.

Efectivamente el software de juegos encontró que había en la mayoría de los casos un equilibrio de Nash (en el juego estático) en el escenario 3 que representa el incumplimiento del acuerdo por los tres agentes. En este resultado el más beneficiado sería el mercado, pues tal como se explicó arriba, tendría un excedente del consumidor ocasionado por un descenso en el precio superior al 60% en promedio.

Posteriormente, buscamos estudiar si la estrategia del disparador sustentada por Friedman, (2000) (donde los agentes responderían con un castigo en el largo plazo a un comportamiento agresivo de los demás) o la estrategia del Tit for Tat (Donde los demás agentes castigarían a aquel que se comportara agresivamente con unas ofertas posteriores bajas, de tal forma que en un determinado número de periodos, quitaran al agente agresivo el excedente de utilidad

obtenido al comportarse por fuera de la solución cooperativa) se aplicaban a los resultados encontrados, llevando a una solución cooperativa en la que a partir del hecho de que los demás agentes buscan castigar a aquel que no se comporte de acuerdo a la conveniencia del grupo, los agentes en la repetición de los juegos terminaran cooperando para evitar el castigo.

Si bien se encontró que el equilibrio de Nash de los agentes correspondía a la solución del dilema del prisionero, donde éstos lograban maximizar su ingreso a través de lo que se llamaría “incumplir el acuerdo”, el agente al enfrentarse al juego repetido diariamente no encontraría óptimo este comportamiento, pues los demás agentes al aplicar el castigo, descontarían en promedio (sacando el dato atípico de 39 días) en 0,92 días las ganancias obtenidas por aquel que quiso incumplir el acuerdo.

El cálculo del periodo de castigo del siguiente cuadro se basó en el cálculo del ingreso adicional de cada uno de los agentes, para cada uno de los días al compararlo con el escenario original; posteriormente, con la disminución en el ingreso entre el escenario original y el escenario 3 se determinó el número de días en que los demás agentes descontarían en cada caso el ingreso adicional que hubiera obtenido cualquiera de los demás.

TABLA 9.3.1.

NÚMERO DE DÍAS EN QUE LOS OTROS JUGADORES DESCUENTAN EL BENEFICIO ADICIONAL QUE PERCIBE EL AGENTE QUE NO COOPERA.

	AGENTE 1		AGENTE 2		AGENTE 3	
	INGRESO ADICIONAL	DESCUENTO # PERIODOS	INGRESO ADICIONAL	DESCUENTO # PERIODOS	INGRESO ADICIONAL	DESCUENTO # PERIODOS
feb-06	3,053,441,659	1.1485	1,199,085,285	1.4778	1,267,630,363	0.3509
may-16	5,917,124,136	0.7168	16,087,022	0.0017	2,194,774,947	0.6976
abr-21	970,960,074	0.5514	586,451,319	0.2955	284,053,098	0.1266
jul-28	4,859,702,256	0.7203	3,221,787,005	0.3698	7,752,828,979	39.1578
oct-31	2,106,233,062	0.2207	7,049,038,772	3.9853	900,548,443	0.1349
nov-03	3,848,540,514	1.0276	4,976,284,287	3.8173	801,395,442	0.1068

Fuente: Construcción del autor.

Este hallazgo muestra que para un agente puede ser atractivo romper el acuerdo en el juego estático pues se alcanza un equilibrio de Nash, como se observó a través de las simulaciones de juegos, pero en el juego repetido, los otros agentes castigan a quien incumple y en un solo período descuentan las ganancias obtenidas por éste, de tal forma que se cumple una de las premisas del Tit for Tat que se basa en que la amenaza sea creíble.

En las simulaciones corridas no se encontró evidencia de un castigo como el descrito arriba, pero sería interesante para posteriores investigaciones, revisar episodios en los cuales alguno de los agentes haya intentado incumplir el acuerdo y revisar si efectivamente el castigo del Tit for Tat se habría cumplido.

9.4 PRECIO DE CIERRE Y AGENTES PIVOTALES.

Como parte del ejercicio de identificación de aspectos que podrían estar incidiendo en las estrategias de los agentes y en el comportamiento de éstos al establecer los precios multiplanta, se decidió evaluar durante todo 2013 qué agentes y con qué tecnologías estaban aportando el precio de cierre.

Partiendo de diferentes estudios y comentarios que defendían la teoría que los precios de la energía eran dictados por las plantas térmicas en las horas de demanda pico durante los meses de invierno y en muchas de las horas durante los meses de verano, se decidió evaluar cuál era

la planta y el agente que determinaba el MPO utilizado por el ASIC para el cierre del precio en la hora pico de demanda (19:00 horas).

TABLA 9.4.1

NÚMERO DE DÍAS EN QUE EL AGENTE OBTUVO EL MPO A LAS 19:00 HORAS.

MPO para 365 días 2013 a las 19:00 horas.					
	DÍAS CIERRE	PART.	PART. ACUM.	HIDRO	TERMO
EPMG	93	25.48%	25.48%	93	0
ENDG	78	21.37%	46.85%	78	0
ISGG	71	19.45%	66.30%	71	0
CHVG	72	19.73%	86.03%	72	0
GECG	31	8.49%	94.52%	0	31
EPSG	18	4.93%	99.45%	17	1
OTROS	2	0.55%	100.00%	2	0
PORCENTAJE TECNOLOGÍA				91.23%	8.77%

Fuente: Construcción del autor, tomando datos disponibles en el portal BI de XM.

Luego de evaluar los resultados de la tabla 9.4.1, se observó que en el 66,48% de los días de 2013, el precio de cierre en bolsa correspondió al precio ofertado por uno de los tres principales agentes. En este aspecto, es importante además resaltar que al incluir a Chivor (considerado el quinto agente con capacidad instalada) estos cuatro agentes, determinarían el MPO en el 86,26% de los días del año.

Con respecto a la tecnología de las plantas que tenían el MPO, se concluyó que en el 91,23% de los días del año, la tecnología que ponía el precio de cierre de la energía era la hidroeléctrica, esto teniendo en cuenta, que el 2013 fue un año típico en hidrología, al no presentarse fenómenos ni de El Niño ni de La Niña.

A partir de la información hallada, se podría concluir que, si bien las plantas térmicas juegan un papel importante en el respaldo del sector eléctrico colombiano, no están jugando un papel decisivo en la asignación de precios en el mercado spot, y que las plantas hidroeléctricas y puntualmente, los agentes con mayor poder de mercado, serían quienes estarían siendo pivotaes en la asignación de precio.

9.5. ESTRATEGIAS DE PRECIO MULTIPLANTA

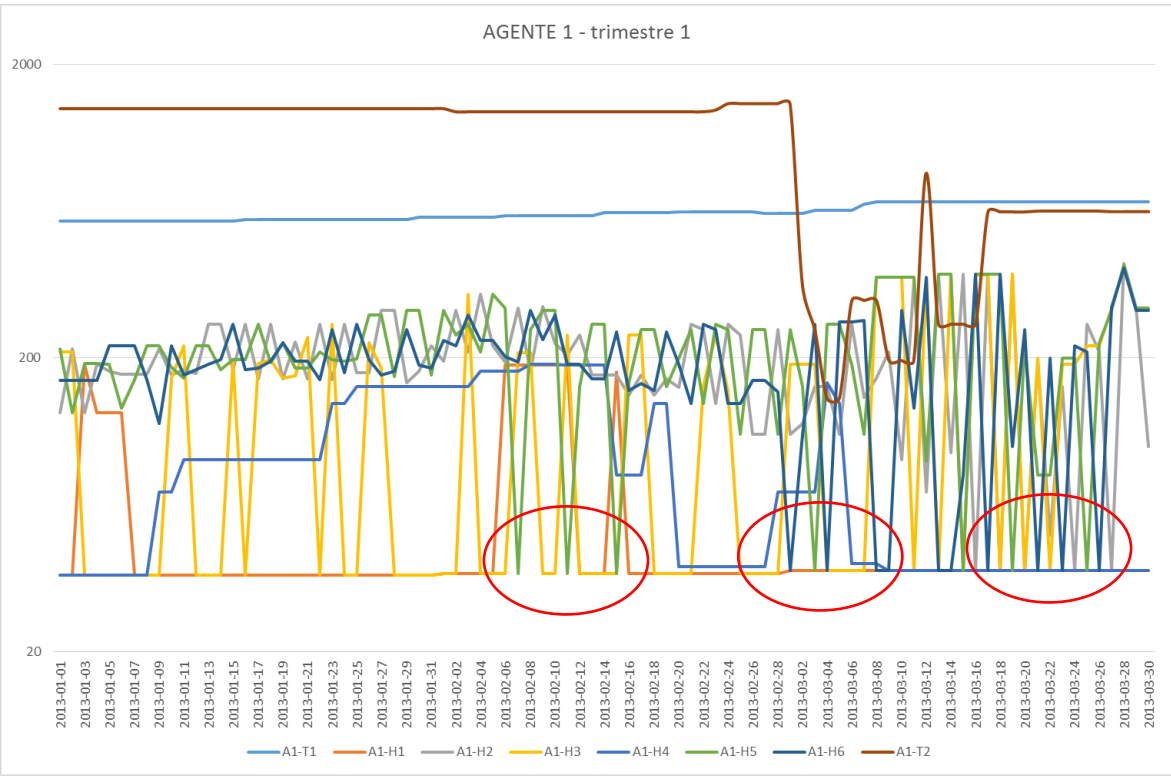
Con el objetivo de determinar si el modelo de subastas podría estar dejando espacio a estrategias multiplanta por parte de los agentes, se graficó la oferta de precio diaria de las diferentes plantas en los dos principales agentes generadores del mercado.

Para dicho análisis se tomaron los agentes 1 y 2 (A1 y A2 en la nomenclatura de los gráficos respectivamente) y se evaluaron las estrategias de precio de sus diferentes plantas térmicas e hidráulicas (que fueron representadas por las letras T para térmicas y H para hidráulicas) y se analizó el comportamiento de las ofertas de precio por trimestre para los 4 periodos del 2013.

En los dos siguientes puntos se representarán un trimestre para casa uno de los agentes en cada numeral, sin embargo, vale la pena resaltar que el comportamiento observado en los 4 trimestres estudiados conservaba exactamente las mismas características y hallazgos que se describen a continuación.

GRÁFICO 9.5.1.

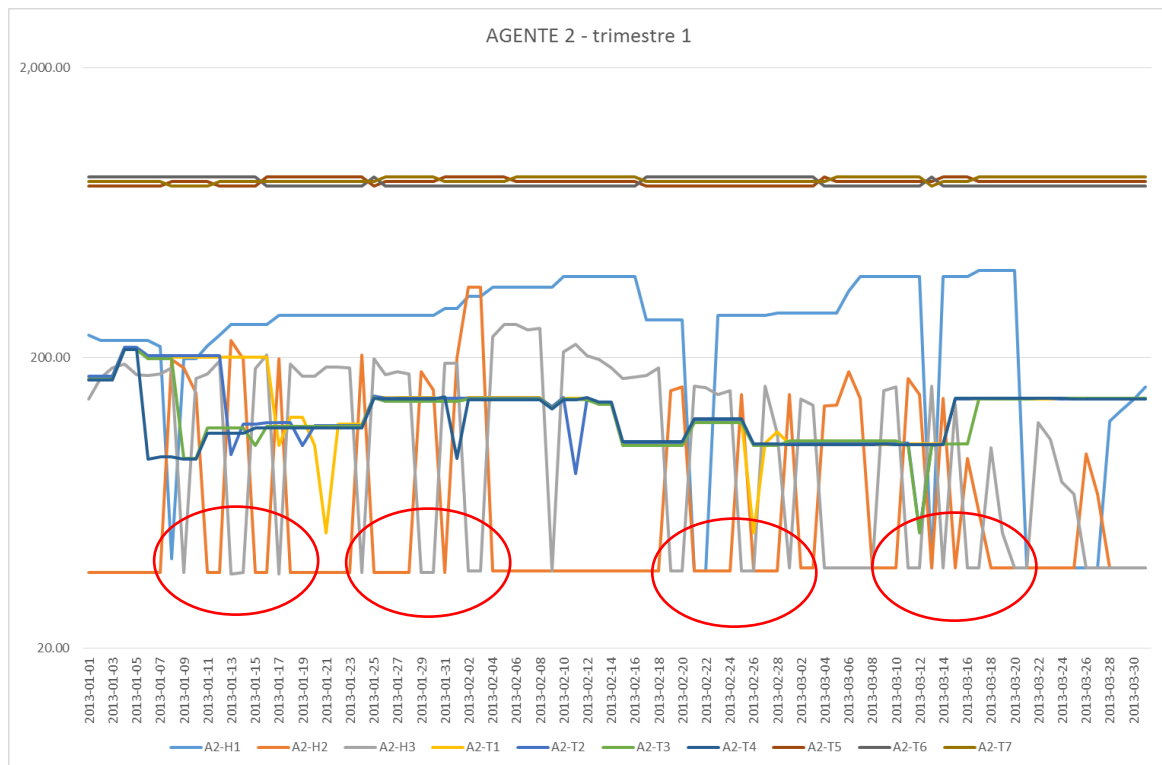
PRECIOS DE OFERTA POR PLANTA AGENTE 1 PARA EL PRIMER TRIMESTRE DE 2013.



Fuente: Construcción del autor, tomando datos disponibles en el portal BI de XM.

GRÁFICO 9.5.2.

PRECIOS DE OFERTA POR PLANTA AGENTE 2 PARA EL PRIMER TRIMESTRE DE 2013.



Fuente: Construcción del autor, tomando datos disponibles en el portal BI de XM.

De acuerdo a las dos anteriores gráficas vemos un claro comportamiento en las ofertas de precio de las diferentes plantas. Tanto en el agente 1 como en el agente 2 muestran una estrategia de asignación de precios donde se sostiene un valor mínimo de ofertas cercano a los \$30/ kWh y las restantes ofertas de precio se ubican alrededor de \$200/ kWh.

Aquí se presentan dos trimestres del año para dos agentes. Sin embargo vale resaltar que este comportamiento evidenciado en los gráficos es similar para todos los meses del año y para los tres principales agentes. Tal como se ve en ambas gráficas, los agentes ofertan un precio mínimo (que además es coincidente en los tres principales agentes) y las demás plantas ofertan un precio que en la gran mayoría del año se acerca a los \$200/kWh, a excepción de unos pocos días del año en que sube o baja un poco más.

Es importante resaltar como se puede apreciar en los gráficos, que los agentes rotan en diferentes oportunidades la planta que realiza la oferta de precio mínimo, de esta forma, una planta como A2-H2 (Cadena hidráulica) oferta \$36,49/kWh entre el 1 y 7 de enero, posteriormente sube su oferta el 8 de enero hasta \$197/kWh y lo mantiene en valores cercanos por tres días para regresar el 11 y 12 de enero a \$36,49, vuelve a subir el 13 y 14 (\$230 y \$198 respectivamente) y el 15 regresa a \$36,49.

Durante estas fechas en que A2-H2 presentó aumento en el precio de oferta, otras plantas llegaron a cubrir la planta con menor valor ofertado. A2-H1 tomó el relevo en precio en 8 de enero, pasando de un promedio de precio entre el 1 y 7 de enero de \$229/kWh a ofertar el 8 de enero \$40,60/kWh y regresando el 9 y por el resto del mes a un promedio de \$265/kWh, el 9 y 10 de enero el turno de la planta con menor oferta fue de A2-H3, quien pasó de un promedio de ofertas de \$175,20/kWh entre el 1 y 8 de enero a ofertar el 9 y 10 de enero \$36,49/kWh para

regresar a un promedio de \$180/kWh en los tres días siguientes, que posteriormente volvió a disminuir hasta \$36,49 en los días en que A2-H2 ofertaba cerca de \$200/kWh.

Este comportamiento que se podría denominar una carrera de relevos en la oferta mínima y máxima de precio se ve durante todo el año y es común en los tres principales generadores, donde ofertan el precio mínimo con alguna de sus plantas y con las demás ofertan precios superiores, que en la mayoría de los casos están cercanos a los precios de las plantas térmicas del sistema. Llama la atención la rotación entre las ofertas de sus plantas hidroeléctricas, lo que deja algo de incertidumbre sobre el costo marginal de producción de éstas, pues si bien un día están en valores cercanos a \$30, el siguiente suben a valores superiores a \$200 para regresar al tercer día a valores de \$30.

En el caso del agente 1, este comportamiento antes descrito para el agente 2 se puede evidenciar fácilmente con otras de sus plantas. Solo por poner un ejemplo apreciable en el gráfico, la planta A1-H5 presenta oferta de \$36,86 el 7 de abril, después de venir de precios promedio de \$271 en febrero, el 8, 9 y 10 regresa a un promedio de precio de \$276 el 11 regresa a \$36,86, el 12, 13 y 14 sube a precio promedio de \$226 y el 15 regresa a \$36,86 para luego volver el 16 y por el resto del mes a sus acostumbrados valores superiores a \$200.

Durante estos días, la planta A1-H3, que venía de valores de \$36,86 en los primeros días del mes, subió a \$208 el 7 y 8 de febrero cuando A1-H5 bajaba su oferta, luego regresó a \$36,86 hasta el 10, subió el 11 de febrero a \$240 y regresó el 12 a \$36,86.

Es claro que para las plantas hidroeléctricas el costo de oportunidad de venta de la energía juega un papel fundamental en la estrategia de asignación de precios; sin embargo, resulta extraña esta variación de precios tan alta entre un día y otro en una misma planta. Este aspecto por si solo podría sugerir que hay una imperfección en la estructura del mercado que no está llevando a los agentes a revelar su verdadero costo.

Otro de los aspectos a resaltar es la coordinación que se evidencia entre los precios mínimos de los tres principales generadores. La oferta mínima de precio coincide en cada uno de los meses donde, por ejemplo, enero evidencia un costo mínimo de \$36,46 común para los agentes 1, 2 y 3; el 1 de febrero este precio pasa a \$36,86 en los tres generadores, el 1 de marzo a \$37,81, el 1 de abril disminuyen todos a \$37,18 y así continúa durante los primeros días de cada uno de los meses del año.

Si bien esta evidencia de cambio mensual del precio mínimo de las plantas podría estar indexado al IPP, IPC u otro indicador, sería importante profundizar en futuras investigaciones si este precio podría tomarse como Costo marginal de las diferentes plantas o como mensaje hacia los demás generadores para evitar comportamientos no colaborativos.

TABLA 9.5.1.

MÍNIMO PRECIO DE OFERTA MENSUAL Y CANTIDAD DE DÍAS QUE LO OFERTA EN EL MES.

	FEBRERO	ABRIL	MAYO	JULIO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	TOTAL
PRECIO MINIMO MES	\$ 36.86	\$ 37.18	\$ 37.64	\$ 39.23	\$ 37.62	\$ 37.44	
	Días del mes que el agente ofertó el menor valor con mínimo una planta						
AGENTE 1	27	30	28	31	31	31	97.80%
AGENTE 2	27	29	31	31	27	31	96.70%
AGENTE 3	28	12	22	7	31	21	66.48%

FUENTE: Construcción del autor, tomando datos disponibles en el portal BI de XM.

Como se aprecia en el cuadro anterior, en la gran mayoría de los casos, los principales agentes tienen una de sus plantas marcando precios mínimos del mercado, que además de ser repetitivos a lo largo del año, coinciden con los precios de oferta de las demás compañías.

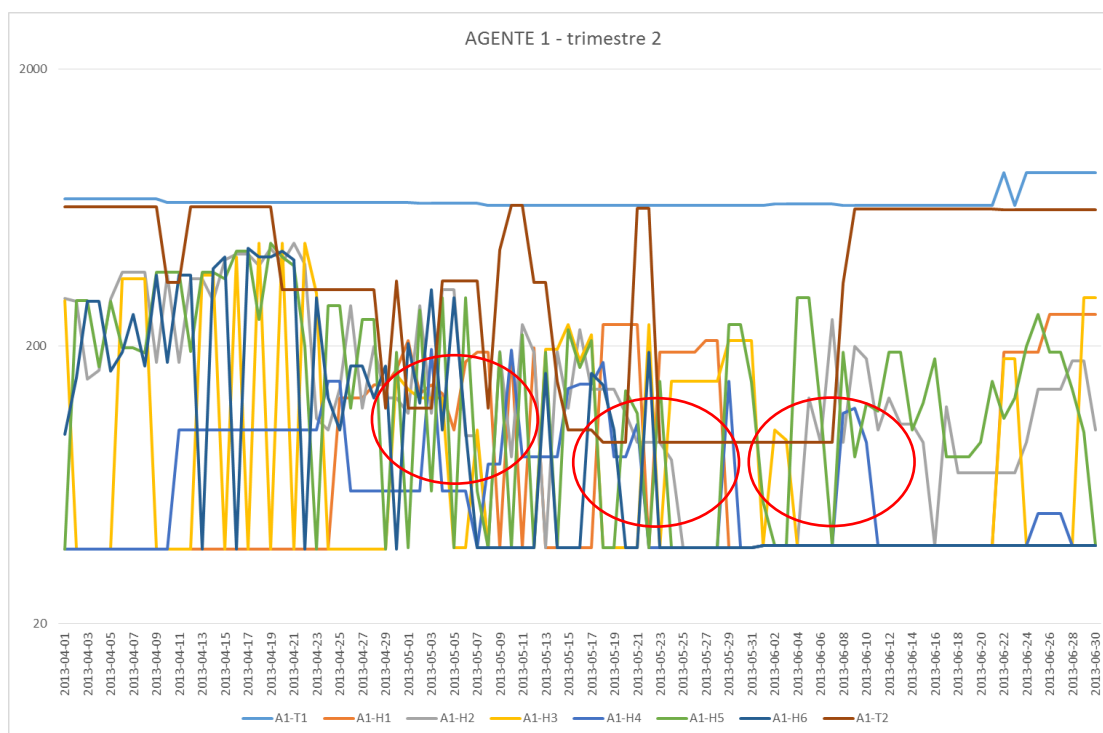
A simple vista se podría suponer que éste precio mínimo sería el costo marginal de las plantas hidroeléctricas, el valor con el cual los agentes buscan dos objetivos, por un lado, garantizar un volumen de despacho mínimo y por el otro amenazar a quienes piensen en comportarse agresivamente.

9.6. ESTRATEGIAS MULTITECNOLOGÍA.

El factor multitecnología es otro de los factores al que debe prestársele atención, pues como lo vimos al principio del documento, el mercado eléctrico colombiano ha buscado tener un respaldo suficiente en plantas térmicas para abastecer la demanda de energía en las épocas en que las plantas hidráulicas no son capaces de despachar la energía que necesita el mercado.

GRÁFICO 9.6.1.

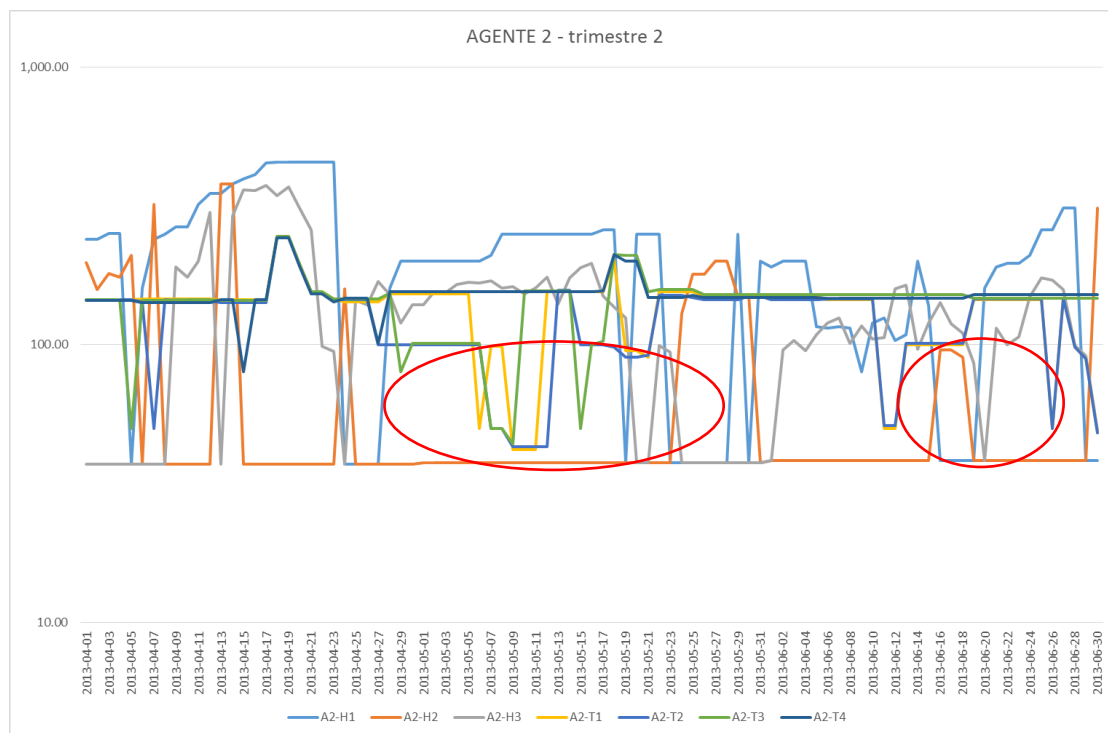
PRECIOS DE OFERTA POR PLANTA AGENTE 1 PARA EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2013.



FUENTE: Construcción del autor, tomando datos disponibles en el portal BI de XM.

GRÁFICO 9.6.2.

PRECIOS DE OFERTA POR PLANTA AGENTE 2 PARA EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2013.



FUENTE: Construcción del autor, tomando datos disponibles en el portal BI de XM.

Como se observa en las gráficas anteriores (que ilustran lo que se repite en los cuatro trimestres del año), se evidencia una desconexión entre la tecnología de las plantas y el valor de la oferta de precio. Durante gran parte del tiempo, las plantas térmicas terminan con ofertas que bien se podrían confundir con las ofertas de precio de las plantas hidráulicas, llegando en muchas ocasiones a tener ofertas de precio inferiores a plantas hidráulicas.

Aquí habría que ser prudente con el análisis, pues si bien el costo marginal de la generación de las plantas hidráulicas es inferior por el costo del combustible en que deben incurrir las térmicas, las hidráulicas deben calcular el costo de oportunidad de generar en un día versus almacenar el agua para generar un día en que el precio de la energía sea superior.

A pesar de lo anterior, es extraño que, como se aprecia en los gráficos anteriores, durante los días más lluviosos del año, las plantas térmicas tengan precio de oferta inferiores a los de las plantas hidráulicas. Se observa que, en los meses de abril y mayo, conocidos por tener unos niveles de aportes hídricos bastante altos, plantas térmicas como A1-T1 o las diferentes unidades del agente 2 A2-T1, A2-T2, A2-T3 Y A2-T4 tengan precios bajos, mientras que plantas como A2-H1 o A1-H5 tienen precios altos que evita que sean despachados por el sistema.

El caso de A1-H5 es especialmente curioso, pues mientras que esta planta tiene un precio de oferta de \$127.52/kWh entre mayo y junio, la central A1-H6 que se encuentra aguas debajo de la primera tiene un precio promedio de \$62,36/kWh. Si analizáramos solamente el mes de junio para estas dos plantas la diferencia sería aún mayor, con un precio de oferta de \$134,06/kWh para A1-H5 mientras que A1-H6 oferta en promedio a \$38.21/kWh.

Vale la pena resaltar que, en la gran mayoría de los casos, hay plantas térmicas despachadas por debajo del valor marginal o MPO de las plantas que están cerrando el día. Sería importante para futuras investigaciones profundizar en los costos marginales de las plantas hidroeléctricas, pues en la presente investigación no se encuentra información concluyente que pueda llevar a determinarlo.

10. CONCLUSIONES

Este trabajo empieza a abrir un camino en el estudio del comportamiento estratégico de los agentes con generación en Colombia, al concentrarse en datos puntuales sobre comportamientos en juegos repetidos que no han sido estudiados suficientemente en Colombia.

Es importante resaltar que aún falta mucho por explorar en este campo, pues el sector eléctrico presenta una serie de complicaciones para el análisis, debido a otros aspectos que influyen en el ingreso de los agentes. Temas como las restricciones de la red, los contratos de largo plazo, el AGC, las reconciliaciones y factores técnicos de las plantas termoeléctricas no fueron tenidas en cuenta y es claro que son clave en el análisis económico que hace cada uno de los agentes al interior de las compañías.

Al concentrarse en el mercado spot, el trabajo pudo evidenciar que existen grandes imperfecciones en la estructura del mercado eléctrico colombiano que podrían incentivar a los agentes a comportamientos estratégicos a partir de la repetición del juego diariamente.

La alta concentración del mercado, como ya lo advertía García et al. (2013) es un factor preocupante en el sector eléctrico. El oligopolio, que en un principio fue estatal y que ahora está en manos del sector privado, ha llevado a que pocos agentes tengan en su poder las grandes centrales de generación y por ende la capacidad de manipular el precio del mercado si así se lo propusieren.

En las simulaciones de juegos bajo diferentes escenarios se evidenció una clara diferencia entre la que sería la estrategia para un agente bajo un juego estático y bajo un juego dinámico. El sector eléctrico parte de la premisa de que, si bien es un juego repetido, supone que se da bajo condiciones de información incompleta, lo que impediría que los agentes se comporten estratégicamente.

Uno de los principales problemas que se observa en el trabajo es que bajo la repetición diaria del juego se llega a un nivel de información, casi completa, por parte de los agentes que les permitiría establecer estrategias para maximizar su beneficio a costa del de los consumidores.

Se encontraron grandes indicios de que el conocimiento por parte de los agentes del costo marginal de los demás, podría llevar a que aquellos con plantas por debajo del costo marginal que sería necesario para cerrar el mercado, establecieran precios de oferta diferenciales para maximizar su ingreso partiendo del factor multiplanta y multitecnología.

Esta imperfección se agrava cuando se llega a un nivel de conocimiento tal, que le permite a los agentes con mayor capacidad en el MEM establecer precios mínimos iguales a los de sus competidores mayores, garantizando al tiempo un nivel de ingresos determinado y generando una amenaza creíble para aquellos que quieran ofertar por debajo de las expectativas de los líderes.

Bajo los diferentes escenarios estudiados en el trabajo, se evidenció que con el incumplimiento de uno de los agentes, éste maximizaría su beneficio individual y el mercado tendría mayores excedentes del consumidor. Pero en el equilibrio del juego repetido, la conducta colaborativa de los agentes podrían más que duplicar el costo total que pagaría el mercado por la energía, si la estructura de subastas fuera lo suficientemente fuerte para obligar a los agentes a revelar su verdadero costo.

En cuanto al costo de la energía, se encontró un problema estructural grande, pues si bien el sistema supone que la asignación de precio debería ser por mérito partiendo del costo marginal de las plantas, lo que se observa es que la estructura del mercado estaría incentivando a los agentes a establecer precios diferenciales bajo la tecnología de generación más barata con el objetivo de sacar partido de la necesidad de plantas más costosas para cumplir con el nivel de demanda del mercado.

Es preocupante ver los cambios abruptos en las ofertas de precio de los diferentes agentes con plantas hidroeléctricas como se mencionó en los puntos 9,5 y 9,6. Estos cambios muestran que la estrategia de precios de los agentes difiere del ideal teórico y se ubican en un punto donde éstos entran a jugar con sus diferentes plantas y diferentes tecnologías para maximizar su ingreso individual al haber encontrado aparentemente una franja de precios donde todos se sentirían cómodos con el ingreso obtenido.

Se recomienda finalmente, que se haga una revisión juiciosa de la estructura del mercado, que establezca unas reglas de juego tales que lleve a los agentes a una revelación de su costo marginal, que finalmente termine beneficiando el mercado.

Varias opciones que habrá que profundizar en siguientes trabajos salen a la luz: alternativas como establecimiento de un precio único por tecnología, cambio del sistema de ofertas por uno que permita establecer un precio horario y amarrar la oferta de cantidad a la capacidad instalada de cada planta o unidad, un modelo de subastas discriminatorio en lugar del actual modelo de precio uniforme, entre muchas otras alternativas que parecerían viables para mejorar el sistema.

Lo que sí es claro, es que la actual estructura del MEM permite que los agentes a través del juego repetido tengan información casi completa del mercado, que los lleva inclusive a través del mismo modelo a cooperar para mantener un nivel de ingresos uniforme e ideal para todos. Este modelo se revela altamente ineficiente para el mercado llevándolo a más que duplicar el costo de la energía que paga Colombia.

Se espera que este trabajo pueda aportar algo al estudio con mayor detalle del sistema eléctrico y que en el mediano plazo, entre la academia, los agentes y el regulador, se pueda llegar a una estructura de mercado lo suficientemente eficiente que permita mejorar el desempeño del sistema y ayudar al crecimiento económico del país.

11. GLOSARIO:

ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

CE: Costo del Entrante.

CEE: Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad.

CND: Centro Nacional de Despacho.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CRR: Capacidad Remunerable Real.

CRT: Capacidad Remunerable Teórica.

EADE: Empresa Antioqueña de Energía.

ENFICC: Energía en Firme para Cargo por Confiabilidad.

HE: Hidroeléctricas.

ICEL: Instituto Colombiano de Electricidad.

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas.

MEM: Mercado de Energía Mayorista.

MPO: Máximo Precio Ofertado.

MSEM: Mercado Spot de Energía Mayorista.

OEF: Obligaciones de Energía en Firme.

OR: Operador de Red.

PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica.

PE: Precio de Escases.

SDL: Sistema de distribución Local.

STN: Sistema de Transmisión Nacional.

STR: Sistema de Transmisión Regional.

TE: Termoeléctricas.

VMC: Remuneración por Capacidad.

12. BIBLIOGRAFÍA:

Bastidas M., Quintero O.L. y García J.J., (2013), "Inteligencia de mercados: comportamientos estratégicos sobre precios de oferta en el mercado spot eléctrico colombiano", Universidad EAFIT.

Caramanis M.C., Bohn R.E. y Schweppe F.C. (1982), "Optimal Spot Pricing: Practice and Theory", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-101. Nº 9. Septiembre.

CNO, Concejo Nacional de Operación (2012, Acuerdo 577 de 2012.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (1994), Resolución 053 de 1994.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (1995), Resolución 024 de 1995.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (1995), Resolución 025 de 1995.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (1996), Resolución 020 de 1996.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (1996), Resolución 061 de 1996.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (1996), Resolución 085 de 1996.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (1997), Resolución 198 de 1997.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (1998), Resolución 121 de 1998.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2000), Resolución 063 de 2000.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2001), Resolución 023 de 2001.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2001), Resolución 034 de 2001.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2001), Resolución 039 de 2001.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2006), Resolución 071 de 2006.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2007), Resolución 085 de 2007.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2008), Resolución 167 de 2008.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2009), Resolución 141 de 2009.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2010), Resolución 036 de 2010.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2015), Resolución 159 de 2015.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2015), Resolución 168 de 2015.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2015), Resolución 176 de 2015.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2015), Resolución 207 de 2015.

CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas (2016), Resolución 043 de 2016.

Dechenaux, E. y Kovenoch D. (2005), "Tacit Collusion and Capacity Withholdings in Repeated Uniform Price Auctions", 13th WZB Conference on markets and political economy, Octubre 2004.

Fabra, N. (2003), "Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform versus Discriminatory", Journal of Industrial Economics, Vol. LI, 3.

Fabra N. y Toro J. (2005), "Price wars and collusion in the Spanish electricity market", *International Journal of Industrial Organization* 23(3-4), 155-181.

Friedman J. (2000), "A non cooperative equilibrium for supergames", *The review of economic studies*, University of Rochester.

Galvis, D.M. (2011), "Comportamientos estratégicos sobre precios de oferta en el pool eléctrico colombiano" (Tesis de Maestría), Universidad EAFIT, Medellín Colombia.

García J.J., Bohórquez S., Álvarez G. y Marín F. (2013), "Poder de mercado en mercados spot de generación eléctrica: metodología para su análisis", *Documentos de Trabajo*, Universidad EAFIT, Medellín Colombia, mayo.

ICEL, . Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (1986), "Inventario de plantas de generación hidráulicas y térmicas", Bogotá, diciembre de 1986.

ISA, Interconexión eléctrica S.A. (1979), "Estudio del Sector de la Energía Eléctrica ESEE". Vol. I, Sinopsis. Bogotá, 1979. Páginas: 12-18.

ISA, Interconexión eléctrica S.A. (1981), "Estudio del Sector de la Energía Eléctrica ESEE". Vol. I, Sinopsis. Bogotá, 1979. Páginas: 17-21; 131-133.

Liu A.L., Hobbs B.F. (2013), "Tacit collusion games in pool-based electricity markets under transmission constraints" *Mathematical Programming*, Ser. B 140: 351-379.

Ossa D. (2012), "Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano" (Tesis de Maestría), Universidad Nacional de Colombia, Medellín Colombia.

Quintero C., (2013), "Modelos de mercado, regulación económica y tarifas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe", OLADE, marzo de 2013.

Roldán L.M., Posada M. Agudelo D.E. (2011), "Caracterización del Mercado Eléctrico en Colombia", Universidad EAFIT diciembre de 2011.

SIEL, Sistema de Información Eléctrico Colombiano, Informes mensuales de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano 2013, Recuperado de:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/Estad%C3%ADsticasyvariablesdegeneraci%C3%B3n/tabid/115/Default.aspx?PageContentID=111>

Staiger R. y Wolak F. (1992) "Collusive Pricing with Capacity Constraints in the Presence of Demand Uncertainty", *The RAND Journal of Economics*, Vol. 23, No 2 (Summer, 1992), pp. 203-220.

Sweeting, A. (2007), "Market Power in the England and Wales Wholesale Electricity Market 1995-2000", *The Economic Journal*, Vol. 117 No. 520 (Apr, 2007), pp. 654-685.

UPME, Unidad de Planeación Minero-Energética, Capacidad efectiva de generación en Colombia, Recuperado de:

[http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2FSIEL+UPME%2FGeneraci%C3%B3n%2FCapacidad+Efectiva+de+Generaci%C3%B3n+\(SIN\)](http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2FSIEL+UPME%2FGeneraci%C3%B3n%2FCapacidad+Efectiva+de+Generaci%C3%B3n+(SIN))

UPME, Unidad de Planeación Minero-Energética (2014), "Una visión del mercado eléctrico colombiano"; mayo de 2014.

Van Huyck J., Battalio R. and Beil R. (1990) "Tacit Coordination Games, Strategic Uncertainty, and coordination Failure", The American Economic Review, Vol 80, No. 1 (March, 1990), pp. 234-248.

Vélez L.G., (2011), "La regulación del sector eléctrico Colombiano", Julio de 2011. Recuperado de: <http://luisguillermovelezalvarez.blogspot.com.co/2012/02/la-regulacion-del-sector-electrico.html>

Vélez L.G. (2014), "Los veinte años de la ley 142 y algunos aspectos de economía institucional", marzo de 2014. Recuperado de: <http://luisguillermovelezalvarez.blogspot.com.co/2014/03/los-veinte-anos-de-la-ley-142.html>

Se presenta en Medellín el 1 de agosto de 2.016.

JESUS ALONSO BOTERO GARCÍA

Director de tesis

CARLOS FELIPE ROJAS BOTERO

Autor